



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

TEMA:

**Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica
ODCON S.A. ciudad Samborondón- provincia del Guayas-
Ecuador.**

AUTOR

Córdova Guillén, Luis Alberto

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

TUTOR:

Ing. Gallardo Posligua, Jacinto Esteban

Guayaquil, Ecuador

13 de febrero del 2023



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

**FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo de titulación fue realizado en su totalidad por **Córdova Guillén, Luis Alberto**, como requerimiento para la obtención del título de **INGENIERO EN ELECTRICIDAD**.

TUTOR:

f. _____

Ing. Gallardo Posligua, Jacinto Esteban

DIRECTOR DE LA CARRERA:

f. _____

ING. BOHÒRQUEZ ESCOBAR, CELSO BAYARDO, MSC.

Guayaquil, a los 13 días del mes de febrero del año 2023



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Córdova Guillén, Luis Alberto**

DECLARO QUE:

El Trabajo de Titulación, **Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON S.A. ciudad Samborondón- provincia del Guayas-Ecuador**, previo a la obtención del título de **INGENIERO EN ELECTRICIDAD**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 13 días del mes de febrero del año 2023

EL AUTOR

f. _____
Córdova Guillén, Luis Alberto



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

AUTORIZACIÓN

Yo, **Córdova Guillén, Luis Alberto**

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil a la **publicación** en la biblioteca de la institución del Trabajo de Titulación, **Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON S.A. ciudad Samborondón-provincia del Guayas- Ecuador**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 13 del mes de febrero del año 2023

EL AUTOR:

f. _____
Córdova Guillén, Luis Alberto



UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO

REPORTE URKUND DE UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULA



Document Information

Analyzed document	Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON
Submitted	1/30/2023 7:59:00 PM
Submitted by	
Submitter email	luis.cordova08@cu.ucsg.edu.ec
Similarity	2%
Analysis address	jacinto.gallardo.ucsg@analysis.orkund.com

Sources included in the report

Universidad Católica de Santiago de Guayaquil / Foet1IPFcesoRgarcia16.06.2021.pdf

Reporte URKUND del trabajo de titulación de la carrera de Ingeniería en Electricidad R, denominado "Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON S.A. ciudad de Samborondón - Provincia del Guayas - Ecuador" del estudiante Córdova Guillen, Luis Alberto, se encuentra en 2 % de coincidencias.



Ing. Jacinto E. Gallardo Pésiguá, MAE
Tutor de Trabajo de Titulación

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por todo lo que me han brindado ya que ha sido muy generoso el trayecto de mi vida.

A mi mamá Graciela Yolanda Guillen Catagua y a mi papá Luis Antonio Córdova Silva que me dieron todo el apoyo incondicional para poder culminar este gran paso en mi vida inculcándome valores de siempre culminar mis objetivos pese a los obstáculos encontrados en el camino.

A mi esposa Melany Gabriela Santillán Villamarin que estuvo en todo el proceso de estudio y culminación de esta meta dándome todo el apoyo para superar las etapas más difíciles.

Y mi agradecimiento a todas esas personas que me apoyaron con sus consejos y conocimiento para poder mantenerme estudiando y trabajando.

A la empresa ODCON S.A. por permitir desarrollar el proyecto de mi tesis en las redes de distribución de la planta.

A mi tutor y a mi director de carrera por la colaboración y ayuda brindada en cada consulta realiza para realizar este trabajo de titulación.

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por haberme otorgado una familia maravillosa, quienes han creído en mí siempre, dándome ejemplo de superación, humildad y sacrificio; enseñándome a valorar todo lo que tengo. A todos ellos dedico el presente trabajo en especial a mis cuatros hijos Joel, Elian, Nathan y Emma dándole una lección de superación y de triunfo en la vida, este trabajo es resultado de un gran sacrificio y muchos años de esfuerzo. Lo que ha contribuido a la consecución de este logro. Espero contar siempre con su valioso e incondicional apoyo.



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. _____

ING FRANCO RODRÍGUEZ, JOHN ELOY, PHD.

DECANO

f. _____

ING. BOHÓRQUEZ ESCOBAR, CELSO BAYARDO, MSC.

DIRECTOR DE CARRERA

f. _____

Ing. HERAS SÀNCHEZ, MIGUEL ARMANDO

OPONENTE

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 Justificación y Alcance.....	2
1.2 Planteamiento del problema.....	3
1.3 Objetivos.....	4
1.3.1 <i>Objetivo General</i>	4
1.3.2 <i>Objetivo específico</i>	4
1.6 Metodología.	6
CAPÍTULO 2: MARCO TEÓRICO.....	7
2.1 Justificación y Alcance.....	7
2.2 Información de la empresa	7
2.2.1 <i>Misión</i>	8
2.2.2 <i>Visión</i>	8
2.2.3 <i>Ubicación de la planta</i>	8
2.2.4 <i>Servicio</i>	9
2.2.5 <i>Beneficios del concreto premezclado</i>	10
2.3 Concreto premezclado	11
2.3.1 <i>Diferencia entre hormigón premezclado y hormigón colocado en el lugar</i>	11
2.3.2 <i>Tipos de concreto premezclado</i>	12
2.3.3 <i>Tipos de bomba para el concreto premezclado</i>	15
2.3.4 <i>Herramientas y complementos del concreto premezclado</i>	15
2.4 Sistema de medición.....	16
2.4.1 <i>Medición en medio voltaje</i>	16
2.5 Puesta a tierra en los sistemas medición.....	17
2.5.1 <i>Electrodos</i>	17
2.5.2 <i>Conductores</i>	18
2.6 Cuartos para transformadores	18
2.6.1 <i>Ubicación del cuarto de transformador</i>	19
2.7 Pérdidas en transformador	20
2.7.1 <i>Pérdidas en el núcleo al transformador</i>	21
2.7.2 <i>Refrigeración</i>	24
2.7.3 <i>Medida de aislamiento</i>	26
2.7.4 <i>Medida de rigidez dieléctrica</i>	28
2.8 Requisitos de construcción para cuarto de transformador	29
2.8.1 <i>Mantenimiento de transformadores</i>	31
2.8.2 <i>Ductos de entrada a cuartos de transformadores</i>	32
2.8.3 <i>Centros de distribución de carga</i>	32
2.9 Acometida en media tensión	33
2.9.1 <i>Acometidas Aéreas</i>	33
2.9.2 <i>Acometidas Subterráneas</i>	34
2.9.3 <i>Características de las canalizaciones</i>	34
2.9.4 <i>Trayectoria</i>	35
2.9.5 <i>Cajas de paso</i>	35
2.9.6 <i>Zanjas</i>	36
2.9.7 <i>Disposición de Ductos</i>	36
2.9.8 <i>Recubrimientos</i>	36

2.10	Generalidades sobre el factor de potencia (FP).....	37
2.10.1	<i>Potencia Activa</i>	39
2.10.2	<i>Potencia reactiva</i>	40
2.10.3	<i>Potencia aparente</i>	40
2.10.4	<i>Representación gráfica</i>	41
2.10.5	<i>Diagrama de corriente y componentes de la intensidad de corriente</i>	42
2.11	Efectos que se producen por un bajo factor de potencia	45
2.11.1	<i>Cargas resistivas</i>	46
2.11.2	<i>Cargas inductivas</i>	47
2.11.3	<i>Cargas capacitivas</i>	48
2.12	Medidas para mejorar el factor de potencia	49
2.12.1	<i>Medidas preventivas</i>	49
2.12.2	<i>Medidas compensativas</i>	49
2.13	Ventajas de la corrección del factor de potencia.....	50
2.13.1	<i>Uso óptimo de las máquinas eléctricas</i>	50
2.13.2	<i>Excelente uso de líneas eléctricas de transmisión y distribución</i>	50
2.13.3	<i>Reducción de pérdidas</i>	51
2.14	Tipos de Compensación	51
2.14.1	<i>Compensación distribuida</i>	51
2.14.2	<i>Compensación centralizada</i>	52
2.14.3	<i>Compensación por grupos</i>	53
2.14.4	<i>Compensación mixta</i>	54
2.14.5	<i>Compensación automática</i>	55
2.15	Capacitores... ..	55
2.15.1	<i>Temperatura interna en un banco de capacitores</i>	56
2.15.2	<i>Capacidades estándar y normas de los bancos de capacitores</i>	57
2.16	Equipos de medición en media tensión.....	58
2.16.1	<i>Elemento de una medición semi directa e indirecta</i>	59
2.16.2	<i>Transformador de potencial (PT)</i>	59
2.16.3	<i>Resolución de la reguladora Arconel 054/16 en el transformador de potencial</i> ..	60
2.16.4	<i>Transformador de corriente (CT)</i>	61
2.16.5	<i>Precaución con el transformador de corriente (CT)</i>	62
2.16.6	<i>BURDEN (Potencia)</i>	63
2.16.7	<i>BIL (aislamiento)</i>	64
2.16.8	<i>PRECISIÓN (Clase)</i>	65
2.16.9	<i>Resolución de la reguladora Arconel 054/16 en el transformador de corriente</i> ..	66
2.16.10	<i>Transformador de corriente de rango discreto (Análisis)</i>	67
2.16.11	<i>Radio Ampstik</i>	68
2.16.12	<i>Ecamec (ECA-300)</i>	70
2.16.13	<i>Pinza amperimétrica de calidad eléctrica FLUKE 345</i>	71
CAPÍTULO 3: CONDICIONES ACTUALES DE LA EMPRESA ODCON S.A.		73
3.1.	Diagnóstico.....	73
3.3.	Marco legal.....	75
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS PARA EL MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE ACUERDO CON EL ESTUDIO REALIZADO		77
4.1.	Planificación de trabajo	77
4.1.1.	<i>Cálculo de compensación reactiva</i>	79
4.1.2.	<i>Análisis técnico de un transformador de 300 kVA</i>	81
4.1.3.	<i>Análisis técnico de un transformador de 400 kVA</i>	86
4.1.4.	<i>Pruebas en vacío primario y secundario de los transformadores de 300 kVA y</i>	

400 kVA.....	89
4.1.5. <i>Investigación del caso por posible daño del transformador de 400 kVA</i>	91
4.2. Normas y estándares de aplicación.....	92
CAPÍTULO 5: PROPUESTA Y RESULTADO DEL ANÁLISIS	93
5.1 Antecedentes	93
5.2 Costo-beneficio de implementación	93
5.3 Resultado Implementación.....	95
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	96
6.1 Conclusiones.....	96
6.2 Recomendaciones.....	97
BIBLIOGRAFÍA	98
ANEXOS	100

Lista de Figuras

Figura 1 Vista superior de la empresa ODCON S.A.....	9
Figura 2. Maquina mezcladora de concreto	11
Figura 3 Banda transportadora de concreto premezclado.....	14
Figura 4 Flujo de campos principales y de dispersión de un transformador sin carga..	21
Figura 5 Núcleos magnéticos.....	22
Figura 6 Partes del transformador.....	25
Figura 7 Medidor de aislamiento con megóhmetro	27
Figura 8 Dibujo del medidor de rigidez dieléctrica.....	28
Figura 9 Triángulo de potencia	41
Figura 10 Intensidad de Corrientes vs Factor de potencia	43
Figura 11 Componentes Activo y Reactivo de la Corriente A. Carga Inductiva B. Carga Capacitiva	44
Figura 12. Relación de potencia Aparente, Reactiva y Activa	45
Figura 13 Gráfica fasorial del Circuito Resistivo	47
Figura 14 Gráfica fasorial del Circuito Inductivo	48
Figura 15 Gráfica fasorial del Circuito Capacitivo.....	48
Figura 16 Compensación distribuida	52
Figura 17 Compensación centralizada	53
Figura 18 Compensación por grupos	54
Figura 19 Compensación mixta.....	55
Figura 20 Elemento de medición en media y baja tensión	59
Figura 21 Transformador de Potencial en media tensión	60
Figura 22 Placa Característica de la relación de un transformador de potencia	61
Figura 23 Transformador de corriente para bajo voltaje tipo ventana, transformador de corriente en media tensión.....	62
Figura 24 Circuito abierto en un transformador de corriente	63
Figura 25 Polaridad de los transformadores de corriente	64
Figura 26 Placa característica Transformador de corriente	65
Figura 27 Transformador de corriente de acuerdo con la Clase y de rango extendido..	68
Figura 28 Amperímetro de media tensión vía radio frecuencia	69
Figura 29 Equipo de medición trifásico ECAMEC (ECA-300).....	71
Figura 30 Pinza amperimétrica de calidad fluke	72
Figura 31 Análisis del factor de potencia en los 13 meses	73
Figura 32 Diagrama unifilar de la empresa ODCON S.A.....	78
Figura 33 Análisis de las bandas activo demanda reactivo y PF en los 13 meses desde el periodo 2021 hasta 2022.....	78
Figura 34 Acometida trifásica conectada a 13 800 Voltios	81
Figura 35 Equipos de medición en media tensión, Transformador de corriente y transformador de voltaje	82
Figura 36. Toma de lectura del sistema de medición	83
Figura 37. Factor de potencia ideal de 0.96 PF.....	84
Figura 38 Transformador de 300 kVA trifásico	85
Figura 39 Dato de placa del Transformador de 300 kVA trifásico a voltaje de 13.8 kVA a 460 Volt	85

Figura 40 Puesta a tierra del transformador	86
Figura 41 Banco de capacitor de 96 kVAR trifásico	87
Figura 42 Segunda toma de lectura del sistema de medición	88
Figura 43 Transformador de 400 kVA trifásico	90
Figura 44 Análisis costo beneficio	95
Figura 45 Factor de potencia corregido.....	95

Lista de Tablas

Tabla 1 Curva característica para determinar la pérdida de potencia (W/kg)	23
Tabla 2 Medida de aislamiento en una maquina eléctrica	27
Tabla 3 Medición de rigidez dieléctrica de máquinas eléctricas	29
Tabla 4 Dimensiones mínimas del cuarto de transformador.....	31
Tabla 5 Capacidades estándar IEEE 18-2022	58
Tabla 6 Conglomerado de pago facturación 2021-2022.....	94

RESUMEN

En la empresa ODCON S.A. está siendo penalizada por bajo factor de potencia de acuerdo con la revisión de las planillas de energía eléctrica. Adicional la empresa distribuidora de electricidad CNEL EP envió un oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O de suspender el suministro de energía eléctrica, por estar incumplimiento en la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, debido a esta situación ha motivado a realizar el proyecto de “Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON S.A. ciudad Samborondón- provincia del Guayas- Ecuador”. Durante el desarrollo, primero se recopila información sobre las máquinas y los equipos que funcionan en el sistema. Luego se realiza la recolección de información sobre el consumo promedio y el factor de potencia promedio, para poder realizar un correcto dimensionamiento de los equipos instalado en la empresa ODCON S.A., en la cual se evidencia que tiene que realizar una acción rápida y efectiva para continuar con el suministro y no afectar a las redes de la distribuidora. Por lo que se determinará la falla en baja tensión para la corrección inmediata del bajo factor de potencia. En el proyecto se utilizó investigación exploratoria, científica y descriptiva. Estos casos son muy pocos comunes e inusuales y son aplicados exclusivamente a los sistemas de medición de alta y media tensión, al censar a ese nivel de tensión verifica el comportamiento en primario del transformador de distribución comportándose como un generador de reactivos haciendo decaer el factor de potencia.

***Palabras Claves:* Medición Indirecta, Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, capacitores, Baja tensión, CNEL EP**

ABSTRACT

In the company ODCON S.A. is being penalized for low power factor according to the review of the electrical energy sheets. Additionally, the electricity distribution company CNEL EP sent an official letter No. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O to suspend the supply of electricity, due to non-compliance with the Organic Law of Public Electric Power Service, due to this situation. has motivated to carry out the project of "Analysis for the improvement of the power factor in the factory ODCON S.A. Samborondón city-Guayas province-Ecuador". During development, information about the machines and equipment running on the system is first collected. Then the collection of information on the average consumption and the average power factor is carried out, in order to carry out a correct sizing of the equipment installed in the company ODCON S.A., in which it is evident that it has to carry out a quick and effective action to continue with the supply and not affect the distribution networks. Therefore, the low voltage failure will be determined for the immediate correction of the low power factor. Exploratory, scientific and descriptive research was used in the project. These cases are very rare and unusual and are applied exclusively to high and medium voltage measurement systems. When registering at this voltage level, it verifies the primary behavior of the distribution transformer, behaving as a reactive generator, causing the factor to decay. power.

Keywords: Indirect Measurement, Organic Law of Public Electric Power Service, capacitors, Low voltage, CNEL EP.

CAPÍTULO 1:

INTRODUCCIÓN

1.1 Justificación y Alcance

En la empresa ODCON S.A. realiza el proyecto del mejoramiento del factor de potencia, Las personas asociadas en este proyecto es el departamento de Ingeniería, personal técnico y proveedor de energía eléctrica. Enfocándose en el análisis y diseño para el mejoramiento del factor de potencia, determinando el problema que existe en la fábrica. Este proyecto será realizado en la ciudad de Samborondón en el km 4.4 Vía Samborondón.

De acuerdo con el proyecto planteado se verifica que la fábrica tiene una oscilación del factor de potencia en lo que va del año desde 0.93 hasta 0.38 PF, lo que ocasiona que la empresa eléctrica cobre una penalización por tener un bajo factor de potencia. Con fecha 2 de Diciembre del 2022 la empresa eléctrica envió un oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O de suspensión del suministro de energía eléctrica debido a que existe un bajo factor de potencia durante el periodo 2021-2022, que indica el incumplimiento en el contrato de suministro eléctrico, por bajo factor de potencia al ser menor al 0.6, esto conlleva a la desconexión del sistema de medición hasta que se solucione dicho inconveniente dando un mes de plazo improrrogable para mejorar el factor de potencia a 0.92 o más.

Se considera un beneficio de USD \$2,000.00 mil dólares mensuales promedio por concepto de penalización por bajo factor de potencia a la factura del suministro eléctrico, mientras que el costo de implementación es de catorce mil dólares, el proyecto recuperaría la inversión en 7 meses y se mantiene el suministro de energía.

Monitoreo el comportamiento del factor de potencia con un equipo analizador de redes y amperímetro en media tensión, comparación del sistema de medición del Cnel ep, para garantizar la efectividad del proyecto y se determinó que el transformador trifásico de 400 kVA se encuentra internamente en mal estado en la parte del bobinado ocasionando un crecimiento de potencia reactiva y bajo factor de potencia al usuario.

1.2 Planteamiento del problema

De acuerdo con el oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O enviado por la empresa eléctrica Cnel Ep indica lo siguiente:

En cumplimiento a lo establecido en el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica, que en su Cláusula Séptima indica la distribuidora podrá suspender el servicio de energía eléctrica al CONSUMIDOR por las siguientes razones:

Cuando el factor de potencia de la carga del CONSUMIDOR este por debajo del límite definido por la reguladora. No aplica para usuarios que proveen bienes o servicios esenciales para la vida, salud y seguridad de las personas;”

En concordancia a lo que indica el Ente Regulador en el pliego tarifario vigente dice:

"Los valores de factor de potencia registrados o calculados reportados durante este período están por debajo de 0.60 para todo tipo de usuarios en la categoría general con registros de potencia reactiva. La distribuidora podrá suspender el servicio de energía eléctrica con previo aviso hasta que se adecue su infraestructura a fin de superar el valor límite."

Por lo tanto, se realizó el análisis para mejorar el factor de potencia en las instalaciones de la fábrica ODCON S.A. y así evitar la suspensión del suministro eléctrico.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General.

Determinar el inconveniente por bajo factor de potencia mediante el uso de equipos de medición en media y baja tensión, con el fin de mejorar el factor de potencia de la planta y mantener el suministro de energía eléctrica.

1.3.2 Objetivo específico.

- Identificar el estado actual de las instalaciones eléctricas y las condiciones de trabajo
- Realizar el cálculo del costo/beneficio de la implementación de banco de capacitores en baja tensión.
- Corregir el bajo factor de potencia ya que el factor de potencia decae a 0.38 PF
- Cumplir con el reglamento de la ARCERNNR y evitar la suspensión del Suministro
- Analizar los resultados previsto con la implementación para la verificación del cumplimiento de las normas establecida por parte de la distribuidora

1.4 Tipo de Investigación

El trabajo actual de investigación se fundamenta especialmente en el tipo científico que se define como la secuencia de pasos que llevan a la exploración de conocimientos mediante la aplicación de procedimiento y técnicas. Para realizar este proyecto se utilizó investigación exploratoria, científica y descriptiva. Se realizó una investigación exploratoria al realizar mediciones en las líneas de baja tensión y cuarto de transformación y obtener la información para poder realizar la corrección del factor de potencia y afianzar los pagos realizados por penalizaciones.

Científico, al tomar los promedios de las mediciones del periodo 2021- 2022 y utilizarlos para hacer el cálculo del dimensionamiento de los equipos adecuado para cumplir con lo que exige la Ley, que permitirá definir la rentabilidad de la realización del proyecto y asegurando el cumplimiento de la normativa local. Es explicativo ya que este tipo de investigación tiende a describir las causas que están detrás del proyecto, en la implementación que se va a realizar se debe tener en cuenta los pros y los contras de realizar la corrección del factor de potencia en baja tensión, ya que el proyecto se lo ejecutará, por lo tanto, los componentes del banco de condensadores deben cumplir con las especificaciones técnicas requeridas para poder mejorar el factor de potencia a más de 0.94.

1.5 Hipótesis

Los bancos de capacitores y la revisión técnica y mantenimiento del sistema de distribución generarán ahorro por pago de penalizaciones y mantendrán la continuidad y la eficiencia del suministro de energía eléctrica.

1.6 Metodología

La metodología de investigación estuvo basada en el análisis y funcionamiento de la variable del consumo de los ramales de la planta para mejorar el factor de potencia y generar un ahorro a la empresa y dejar de pagar sanciones a CNEL EP y haber cumplido con los requerimientos legales, a su vez el proyecto se enfocará en disminuir los tiempos de paralización en la empresa a todas las actividades productivas y así poder cumplir con los requerimientos de todos los clientes y consumidores.

Para lograr lo planteado se ingresó en el campo y el sitio donde se analizó el proyecto, inspeccionando el área donde se realizó las acciones y tener información sobre las herramientas técnicas que van a necesitar para las mediciones e instalación de los bancos de capacitores y realizar un análisis para cumplir con la meta fijada.

CAPÍTULO 2:

MARCO TEÓRICO

2.1 Justificación y Alcance

El hormigón premezclado es un material elaborado desde la planta y aplicado directamente en las obras de construcción. Los materiales utilizados para hacer concreto son cemento, agua, arena, grava, aditivos y fibras. El método de ajuste y adición de cada elemento en la fabricación del hormigón depende de los requisitos de resistencia, durabilidad y textura, según el tipo de estructura. Por supuesto, hay máquinas especiales que controlan uniformemente todo el proceso de mezcla. Sin embargo, es importante decir que esto por sí solo no garantiza la calidad general de la construcción. Porque además de que el producto debe cumplir con su calidad como factor de nueva colocación en el campo, el producto también debe cumplir con: Practicar la correcta colocación, compactación, protección y endurecimiento del concreto. (PSI, 2020).

2.2 Información de la empresa

ODCON S.A. inició proyectos de construcción de concreto en el año 2016 y logró excelentes resultados, dedicándose al suministro de concreto y servicios adicionales, cumpliendo con altos estándares, otorgando la mejor calidad al precio más competitivo del mercado, y brindando soluciones a la medida y necesidad de cada cliente en los diferentes ámbitos industriales, dando servicio de calidad. (ODCON, 2018, párr 1).

2.2.1 Misión.

Ofrecer productos y servicios de primera calidad a precios competitivos y ser un socio estratégico para sus proyectos de construcción. Además de una continua asesoría, con criterio, honestidad y responsabilidad como valor agregado, a un de generar en todo momento la confianza y credibilidad que merece. (ODCON, 2018, párr 2).

2.2.2 Visión.

Nuestro desafío es posicionar a ODCON como uno de los principales productores de concreto premezclado del estado, brindando soluciones que cumplan con los más altos estándares para los proyectos de construcción e ingeniería civil de nuestros clientes. (ODCON, 2018, párr 2).

2.2.3 Ubicación de la planta.

Como se detalla en el numeral 2.2, la empresa ODCON (Centro Operaciones), donde se ha realizado el trabajo de ingeniería en la implementación de bancos de capacitores en las líneas de baja tensión, está ubicada en Ecuador, ciudad Samborondón en el km 4.4 Casa de Teja. (ODCON, 2018, párr 2).

Figura 1 Vista superior de la empresa ODCON S.A.



Fuente. Adaptado de Google maps. Elaborado por el autor.

2.2.4 Servicio.

- Planeamiento. En conjunto con el cliente, planificaremos la cantidad de envío de acuerdo con las necesidades del cliente.
- Diseño. Ofrecemos diseños de compuestos especiales, aditivos y tolerancias según las necesidades de su proyecto.
- Control y monitoreo. Todas las unidades cuentan con un sistema de seguimiento de rutas que permite la visualización instantánea de su ubicación. Esto brinda a nuestros clientes la confianza de que las cantidades producidas se entregarán a tiempo y según lo requerido.
- Inspección al sitio. Se movilizan a los ingenieros al sitio del proyecto para evaluar las necesidades durante el envío del producto y la entrega final para cumplir con el tiempo solicitado y el rodaje requerido.

- Ensayo y calidad de servicio. Supervisamos de cerca nuestros procesos de fabricación y mezcla de hormigón para garantizar que cada m³ entregado contenga la dosis exacta requerida por nuestros clientes. (ODCON, 2018, párr 3).

2.2.5 Beneficios del concreto premezclado.

Una de las principales ventajas que hemos encontrado es que existe un control de calidad muy estricto en el punto de fabricación para garantizar que el proceso sea monitoreado en varias etapas del concreto premezclado. Además, tiene otras propiedades como:

- Administrar espacios de difícil acceso y aplicaciones.
- La flexibilidad de los esquemas de diseño mixto asegura la producción de materiales con la resistencia esperada. • Los residuos pueden reducirse.
- Asimismo, el tipo de hormigón varía en función de la estructura a verter. (Osorio, 2020).

Figura 2. Maquina mezcladora de concreto



Fuente. ODCON S.A. 2022. Elaborado por el autor

2.3 Concreto premezclado

2.3.1 Diferencia entre hormigón premezclado y hormigón colocado en el lugar.

Si te estás preguntando cuál elegir, te diré que la principal diferencia radica en el tipo de proyecto que estés realizando. Depende de las circunstancias concretas de la obra, de los aspectos técnicos y de la rentabilidad del proyecto, y radica en que tenga características técnicas. Por lo tanto, la calidad se puede controlar mediante el suministro y el servicio del material. También facilita la descarga de productos de desecho, para que haya mayor limpieza en la obra. Dos de las principales ventajas del hormigón premezclado son su alta resistencia y reducido tiempo de vertido, y su capacidad de vertido tanto por peso como por volumen. (Osorio, 2020, párr 2). En cambio, los

problemas más habituales que pueden surgir a la hora de preparar el hormigón en obra son:

- Riesgos de estabilidad.
- Separación de materiales.
- Durabilidad reducida.
- Aumento de la permeabilidad y sangrado.
- Adherencia y elasticidad reducidas.
- Visualización de varias grietas y cambios de resistencia.
- Retracción y falta de continuidad de elementos estructurales.

2.3.2 Tipos de concreto premezclado.

Hay diferentes tipos de hormigón que se pueden mezclar antes de la entrega al sitio de construcción y tienen propiedades y propósitos específicos. Esta sección describe algunos de ellos.

Hormigón ordinario o convencional. Como su nombre indica, no tiene propiedades especiales, por lo que se utiliza para estructuras convencionales como revestimientos, columnas, losas, vigas y pasarelas. Generalmente, su uso está destinado a cimentaciones superficiales y estructuras sin requisitos de colocación específicos.

Estructuralmente. Este tipo de hormigón se requiere a menudo para la construcción de zonas sísmicas. Ideal para puentes, bancos, hoteles, oficinas gubernamentales, escuelas, hospitales entre otras. (PSI, 2020, párr 2).

Para bombear algunas operaciones especifican este tipo de hormigones en cuanto a sus propiedades de tratamiento y adherencia. Su nombre hace referencia a que

se coloca con una bomba de hormigón. Este material se utiliza en áreas confinadas o de difícil acceso ya que facilita el manejo de mediciones horizontales y verticales que requieren una bomba. expulsado. Anteriormente, se arrojaba hormigón a la superficie a gran velocidad. Utilizado en carreteras, minas y centrales hidroeléctricas para reparar, revestir y/o estabilizar estructuras. Por su modo de aplicación, se mantiene compacto y autoportante sin necesidad de desmontarlo, independientemente de la posición o altura de la estructura.

Fluidos. Fácil de instalar y no requiere el mismo nivel de vibración que otros. Se utiliza en áreas que contienen acero o tienen un espacio muy limitado para colocarlos, es decir, para elementos alargados, altos o de difícil acceso. Una ranura o cavidad que necesita ser rellena. O terrenos de baja resistencia o pendientes que requieran nivelación.

El plástico. Este concreto es de fácil manejo en la fabricación de columnas, muros y losas y no requiere equipo especial ni tiempo para su manejo y aplicación. módulo de ruptura. Resiste la flexión en condiciones de tráfico pesado como: B. Estacionamientos, almacenes, patios de clasificación, pisos industriales y aceras.

Alta resistencia. Específicamente diseñado para soportar fuerzas superiores a 7000 psi (libras por pulgada cuadrada). H. Especificaciones de durabilidad extremadamente alta. autocomprimible. Es líquido y se puede distribuir en el sitio sin asistencia mecánica. Su alta fluidez se logra mediante aditivos reductores de agua. Se utiliza para columnas, pinturas y hormigón arquitectónico de difícil acceso. (Osorio, 2020, párr 2).

Para aceras. Un material especial para la deflexión típica de este tipo de construcción. Sus aplicaciones se enfocan en estacionamientos, pistas de aeropuertos, autopistas o vías urbanas con cargas y volúmenes de tráfico variables. industrial. Diseñado específicamente para pisos industriales, este concreto se puede utilizar para construir losas y pisos, brindando la resistencia necesaria en fábricas, centros de distribución, almacenes, terrazas, centros comerciales y áreas grandes en general que soportan muchos pesos. Existen otros tipos de hormigón que tienen propiedades y usos específicos o reciben otro nombre, dependiendo de la empresa que preste el servicio. (PSI, 2020, párr 4).

Figura 3 Banda transportadora de concreto premezclado



Fuente. ODCON S.A. 2022. Elaborado por el autor

2.3.3 Tipos de bomba para el concreto premezclado.

Además de los concretos, existen herramientas y complementos que se pueden integrar al servicio. Por ejemplo, las bombas son equipos muy importantes para transportar hormigón premezclado. Hay dos tipos:

Estable. - Para elementos de difícil acceso que deben verse desde una gran altura.

Pluma. - Consiste en brazos articulados para estructuras de gran altura como puentes y estructuras profundas como túneles. (PSI, 2020, párr 5).

2.3.4 Herramientas y complementos del concreto premezclado.

Prueba de laboratorio. Allí, las muestras se verifican utilizando técnicas de muestreo, endurecimiento y prueba con capacidades de compresión, flexión y extracción de núcleos.

Aditivo. - Si es necesario, complemente el servicio con elementos de aceleración, fluidización, impregnación, inclusores de aire y fibras para fortalecer el concreto premezclado.

Fibra. - Es utilizado para mejorar el comportamiento del concreto. Fabricado en acero y polipropileno, se utiliza en suelos industriales, túneles, elementos prefabricados, aparcamientos, hormigón proyectado, sistemas de placas de acero, minería, etc.

Copas. - Los segmentos diamantados (copas y discos) se utilizan para cortar o moler concreto y pueden ser tratados según sea necesario y mantenidos en buenas condiciones para brindar una resistencia adecuada y un buen desempeño.

Las herramientas y los accesorios le permiten fortalecer aún más sus estructuras de concreto premezclado. (PSI, 2020, párr 6).

2.4 Sistema de medición

Son los componentes necesarios para medir o registrar la energía activa, la energía reactiva, la demanda pico y otros parámetros relevantes. Esto incluye equipos de medición (medidores), transformadores de potencial y de corriente (cuando corresponda), cables de conexión, accesorios de montaje y protección física de medidores y transformadores. (Cnel ep, 2020, p. 16).

2.4.1 Medición en medio voltaje.

La medición en medio voltaje se efectuará cuando las demandas sean superiores a 300 kW e inferiores a 1 000 kW. El equipo contador será instalado en un poste que contenga las líneas en media tensión aéreas de distribución, o en cuartos de transformadores, previa aceptación de CNEL EP, para lo cual se utilizará equipos de medición indirecta, además del medidor adecuado. Por excepción, se instalará un equipo de medición en media tensión para demandas menores a 300 kilovatios o mayores a 1 000 kilovatios, cuando por razones técnicas CNEL EP lo disponga. Se podrá instalar equipos compactos de medición monofásicos y trifásicos dependiendo de la necesidad de cada Unidad de Negocio. Ver anexo 1.

2.5 Puesta a tierra en los sistemas medición

Deberán enlazarse a tierra los neutros de los transformadores o los bancos de transformadores cuando los enlaces del diseño así lo ameriten. Los servicios que deben tener enlaces a tierra son los siguientes:

- Los servicios de tres conductores para servicios monofásicos con una tensión de 120/240 voltios.
- Los servicios de tres conductores para servicios bifásicos con una tensión 120/208 voltios.
- Los servicios de cuatro conductores conexión en estrella para servicios trifásicos de 120/208 voltios.
- Los servicios de cuatro conductores conexión delta para servicios trifásicos de 120/240 voltios.

Deberán enlazarse a tierra los pararrayos, carcasa y gabinetes de transformadores, las tuberías metálicas de acometida, las cajas metálicas de derivación, los tableros del contador, y en su totalidad todas las cubiertas metálicas que contengan equipos eléctricos.

No se debe conectar el sistema de puesta a tierra a tuberías que se utilizan para transportar GLP o cualquier otro tipo de sustancia inflamable. (Natsin, 2012, p. 18).

2.5.1 Electroodos.

Las varillas de puesta a tierra serán de cobre o Cooperweld con las siguientes características mínimas, de 1,62 pulgadas de diámetro y con una longitud mínima de 70,9 pulgada.

2.5.2 Conductores.

Los conductores de tierra deben ser de cobre, sólidos o cableados, desnudos o aislados. Su área de sección transversal mínima corresponde al área de sección transversal del conductor mayor de la conexión o alimentador en la siguiente relación:

- #8 AWG para conductores de servicio hasta No. 2 AWG.
- #6 AWG para conductores de servicio hasta 1 AWG a 1/0 AWG.
- #4 AWG para conductores de servicio hasta 2/0 AWG a 3/0 AWG.
- #2 AWG para conductores de servicio hasta 4/0 AWG a 350 MCM.
- #1/0 AWG para conductores de servicio hasta 400 MCM a 600 MCM.
- #2/0 AWG para conductores de servicio hasta 650 MCM a 1100 MCM.

Para edificios de interés público y casas suburbanas, el cable a tierra de calibre mínimo es cobre #8 AWG.

2.6 Cuartos para transformadores

Cuando la demanda total de bienes inmuebles en áreas urbanas y de regeneración supere el límite de 20 kW, el diseñador, constructor o propietario deberá instalar una sala dedicada únicamente para albergar el transformador o el banco de transformadores y no instalará ningún equipo. También son responsables de brindar protección y accesorios. (Natsin, 2012, p. 20). El acceso a la sala de transformadores debe estar restringido por razones de seguridad y no puede utilizarse para ningún otro propósito que no sea albergar transformadores. Si se requiere una celda de media

tensión para la protección, esta puede colocarse en un ambiente adyacente, pero separada de la sala del transformador por un muro de mampostería.

En caso de que sea necesario realizar trabajos de mantenimiento en la sala de transformadores donde se encuentran instalados los equipos de medición y/o distribución de CNEL EP, el constructor o consumidor deberá solicitar por escrito a CNEL EP el permiso correspondiente con al menos 48 horas de anticipación.

En urbanización, donde la red de distribución esté diseñada para abastecer en media tensión a los edificios donde se construya, CNEL EP se asegurará de que los transformadores soliciten suministro de energía, aun cuando su demanda sea menor a los límites establecidos.

2.6.1 Ubicación del cuarto de transformador.

El cuarto de transformadores preferiblemente estará ubicado, en un sitio con fácil y/o libre acceso desde la vía pública, de manera que permita al personal de CNEL EP realizar el mantenimiento preventivo y correctivo del transformador requeridos. Para casos extraordinarios, la ubicación del centro de transformación deberá estar regido a lo establecido en las Unidades de Propiedad emitidas por el MEER. (Cnel ep, 2020, p. 24).

En edificaciones donde se requiera la certificación de cuartos de transformadores múltiples, estos deberán disponerse de la siguiente manera: un cuarto eléctrico que contenga la protección primaria del inmueble en planta baja y el resto de los cuartos cumpliendo con sus requerimientos eléctricos. Los pasillos y aparcamientos son de fácil y libre acceso y se utilizan únicamente para alojar los transformadores de distribución, sus protectores y los conductores de salida. Si la sala de transformadores se encuentra

en una zona de circulación de vehículos, se deberán instalar barreras de protección, cuyos detalles deberán ser aprobados por la CNEL EP.

Por razones de seguridad, no está permitido colocar todo o parte de la sala eléctrica o de transformadores sobre las losas del tanque o junto al tanque de combustible. (Natsin, 2012, p. 33).

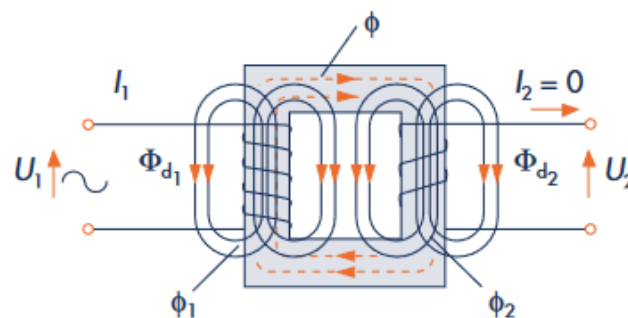
2.7 Pérdidas en transformador

Como hemos visto anteriormente, los transformadores se basan en que la energía puede ser transportada de manera eficiente por inducción electromagnética de una bobina a otra utilizando el mismo circuito y flujo magnéticos variable a la misma frecuencia. La potencia nominal o aparente de un transformador es la potencia máxima que puede entregar sin calentarse durante su funcionamiento. Los efectos Joule provocan pérdidas en los devanados y la histéresis y las corrientes de Foucault provocan pérdidas en el hierro, por lo que el transformador debe soportar todas las pérdidas más la potencia nominal para la que está diseñado. Los transformadores pueden operar continuamente bajo sus condiciones nominales de potencia, voltaje, corriente y frecuencia sin riesgo de deterioro por sobrecalentamiento o envejecimiento de los conductores y aislamiento. Ninguna máquina es sin pérdidas, estática o dinámica. Actualmente, las pérdidas de las máquinas estáticas son muy pequeñas, similares a las de los transformadores. Las siguientes pérdidas ocurren en los transformadores:

- Pérdida por corrientes de Foucault (PF).
- Pérdida por histéresis (PH).
- Pérdida de Cobre en Devanado (P_{cu}).

Las pérdidas por corrientes de Foucault (PF) y las pérdidas por histéresis (PH) se denominan pérdidas de hierro (PFe). Cuando el transformador está descargado, la potencia medida en un transformador de circuito abierto consiste en la potencia disipada en el circuito magnético y las pérdidas en los devanados de cobre. La corriente secundaria es cero ($I_2=0$), por lo que no hay consumo de energía. Por otro lado, la corriente primaria sin carga (I_0) es muy pequeña en relación con la corriente con carga I_{2n} , por lo que las pérdidas debidas al cobre en el devanado primario son prácticamente insignificantes. (Cutti, 2010, p. 20).

Figura 4 Flujo de campos principales y de dispersión de un transformador sin carga



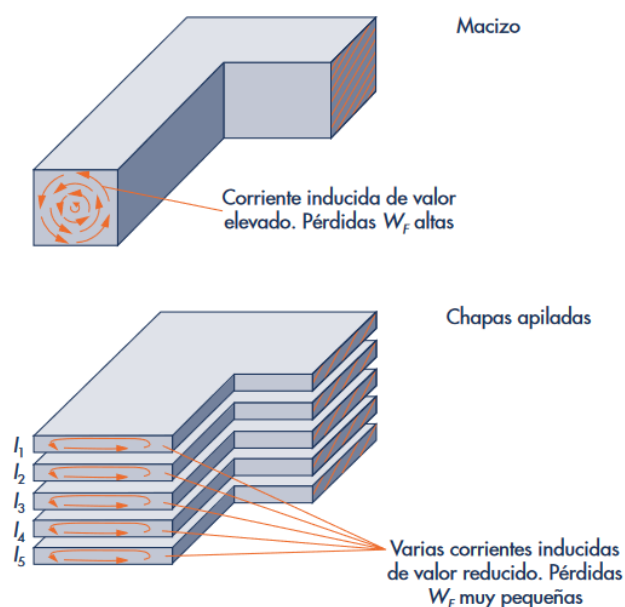
Fuente. Cutti, 2010, p. 20.

2.7.1 Pérdidas en el núcleo al transformador.

Las pérdidas de potencia de hierro (PFe) en un transformador de circuito abierto son generadas por corrientes de Foucault (PF) y el fenómeno de histéresis (PH). Para reducir la pérdida de energía y la consiguiente pérdida de potencia, es necesario que los núcleos sujetos a flujo variable no sean fijos; Deben construirse, apilarse y aislarse entre

sí con láminas magnéticas de mínimo espesor. La corriente eléctrica, al no poder circular de una hoja a otra, debe hacerlo de forma independiente en cada una de ellas, induciendo menos corriente y reduciendo las pérdidas de energía por corrientes parásitas. En la Figura 5 vemos cómo fluye la corriente a través de ambos núcleos magnéticos.

Figura 5 Núcleos magnéticos



Fuente. Cutti, 2010, p. 3

Las corrientes de Foucault ocurren en cualquier material conductor cuando se somete a un cambio en el flujo magnético. Como los materiales magnéticos son buenos conductores de la electricidad, se crea una fuerza electromotriz inducida en los núcleos magnéticos de los transformadores, lo que hace que fluya una corriente en ellos, lo que genera pérdidas de energía debido al efecto Joule. (Cutti, 2010, p. 3). Las pérdidas por

corrientes de Foucault o corrientes de Foucault dependen del material del que está hecho el núcleo magnético.

Para el tipo placa magnética con inducción de 1 Tesla o 10 000 Gauss operando a la frecuencia de 50 Hz de laminación en frío de grano orientado, las pérdidas en el núcleo se estiman entre 0,3 W/kg y 0,5 W/kg, mientras que las pérdidas en la chapa laminada en caliente a la misma inducción y rango de frecuencia entre 0,8 y 1,4 W/kg.

La Tabla 1 indica características de diseño. Valor magnético y composición química para la desmagnetización. Terminación de pérdida de potencia de hierro dependiente de ajuste de espesor, aleación e inducción. (Cutti, 2010, p. 3).

Tabla 1 Curva característica para determinar la pérdida de potencia (W/kg)

Espesor (mm)	Tolerancia	Aleación % Si	1 Tesla (10⁴ Gauss) W/kg	1,5 Tesla 1,5 · 10⁴ Gauss W/kg
0,5	0,10	0,5 – 1	2,9	7,40
0,5	0,10	2,5	2,3	5,6
0,35	0,10	2,5	1,7	4
0,35	0,10	4	1,3	3,25
0,35	0,10	4,5	1,2	3
0,35	0,10	4,5	0,9	2,1

Fuente. Cutti, 2010, p. 3

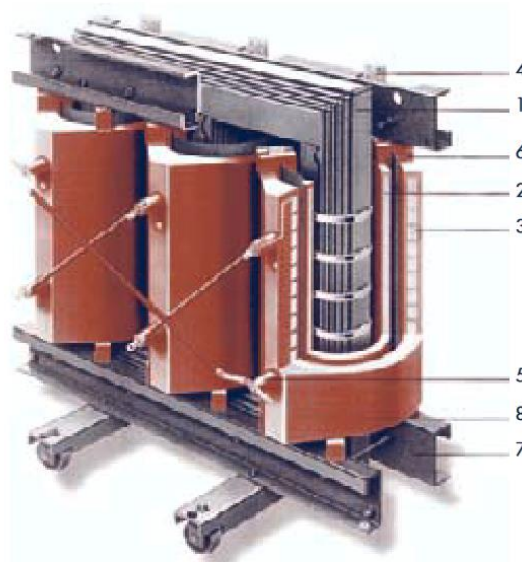
Use la Tabla 1 para calcular la pérdida en el núcleo debido a las corrientes parásitas. Esto muestra que la pérdida del núcleo es proporcional al cuadrado de la inducción y al cuadrado de la frecuencia.

La histéresis magnética es un fenómeno que ocurre cuando la magnetización de un material ferromagnético depende no solo del valor del flujo magnético, sino también del estado magnético previo. En un transformador, someter un material magnético a un flujo magnético fluctuante crea una magnetización que se mantiene cuando cesa el flujo fluctuante, lo que resulta en una pérdida de energía justificada en forma de calor.

2.7.2 Refrigeración.

El enfriamiento del transformador se logra de varias maneras según el diseño, la potencia, el entorno de instalación, etc. Los pequeños transformadores de potencia generalmente se enfrían expulsando aire caliente directamente a la atmósfera. El calentamiento del transformador es causado por la pérdida de energía eléctrica. Para los transformadores de tipo seco, el aire tiene un bajo efecto de enfriamiento y es insuficiente para el enfriamiento natural, por lo que se construye con una gran superficie de salida de aire. Es estándar que los transformadores operen continuamente en un rango nominal y una altitud de 1 000 metros. El calentamiento promedio no debe exceder los 65°C a temperatura ambiente. 40°C es la temperatura ambiente máxima admisible. (Cutti, 2010, p 11).

Figura 6 Partes del transformador



Fuente. Cutti, 2010, p. 11

1 núcleo de tres columnas fabricado con láminas magnéticas de grano orientado de bajas pérdidas, aislado por ambas caras.

2 devanados de cinta de aluminio de bajo voltaje; los devanados están fuertemente unidos con material aislante laminado.

3 devanados de alta tensión basados en bobinas individuales de aluminio enrolladas en tiras; la resina se trata en vado.

4 conectores de bajo voltaje; arriba, atrás y abajo por arreglo.

5 terminales de alta tensión: disposición variable para optimizar C.T.

6 separadores Elásticos: Eliminación de vibraciones entre el núcleo y los devanados, reduciendo el ruido.

7 bastidor y chasis con ruedas regulables para movimiento longitudinal y lateral.

8 aislamiento térmico de resina epoxi/polvo de cuarzo, libre de mantenimiento, resistente a la humedad, tropical, ignífugo, auto extinguido.

2.7.3 Medida de aislamiento.

Las medidas de aislamiento consisten en comprobar el aislamiento global entre los circuitos del transformador y entre el circuito del transformador y las partes metálicas del transformador. Un defecto de aislamiento que no sea detectado por el probador de continuidad puede provocar un cortocircuito en el transformador, provocando más fallos de funcionamiento y poniendo en peligro a las personas cercanas. Para esto se utiliza un instrumento de medición llamado "medidor de aislamiento" o megóhmetro. (Cutti, 2010, p. 12)

Esta prueba consiste en medir un voltaje entre 500 y 1 000 voltios CC suministrado por un probador de aislamiento (megóhmetro) entre tierra y los devanados.

Los valores mínimos de resistencia de aislamiento para cumplir con los límites establecidos por la Comisión Electrotécnica Internacional son:

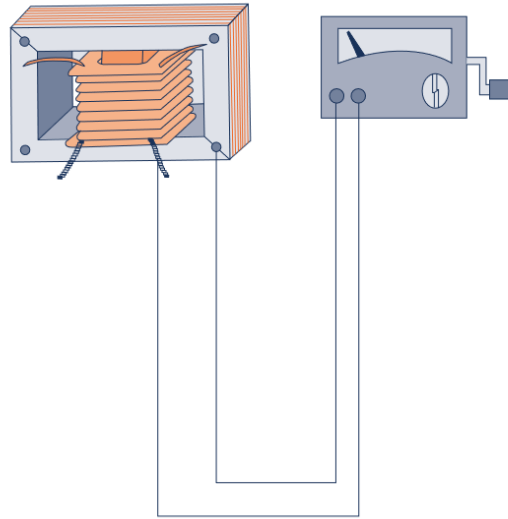
$$raíz = U \cdot 1000$$

De donde:

$$raíz = \text{resistencia de aislamiento en } M\Omega \text{ con un mínimo de } 250\,000\,M\Omega$$

$$U = \text{tensión máxima de la máquina en voltios}$$

Figura 7 Medidor de aislamiento con megóhmetro



Fuente. Cutti, 2010, p. 12

Tabla 2 Medida de aislamiento en una maquina eléctrica

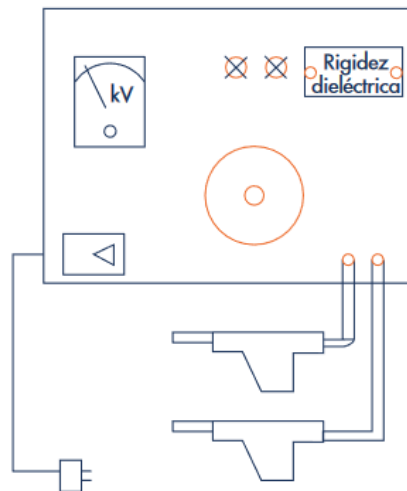
Máquina	Tensión de prueba en V	Medida de aislamiento	Resultado de la medida	Resistencia de fallo
<i>Transformador monofásico</i>	entre 500 y 1 000	primario y masa		
	entre 500 y 1 000	secundario y masa		
	entre 500 y 1 000	primario y secundario		

Fuente. Cutti, 2010, p. 12

2.7.4 Medida de rigidez dieléctrica.

La rigidez dieléctrica es el voltaje por unidad de espesor que un aislador puede soportar sin perforarse. Se expresa en kV/cm. Esto no es suficiente para un aislamiento adecuado para los voltajes de trabajo. Esto se debe a que existen muchos factores que dificultan el aislamiento, tales como: Humedad, envejecimiento, sobrecalentamiento, etc. Por este motivo, se han establecido unas reglas que deben respetarse para que la máquina funcione correctamente. La rigidez dieléctrica depende del tipo de aislador, y la tensión soportada es el producto de la rigidez dieléctrica y el espesor.

Figura 8 Dibujo del medidor de rigidez dieléctrica



Fuente. Cutti, 2010, p 12

Las medidas se toman entre cada devanado y tierra y entre devanados. Aplicar gradualmente una tensión de $2 U_n + 1\ 000\ V$ a 50 Hz durante 1 min, sin superar la tensión máxima de 1 500 V. (Cutti, 2010, p 12).

Tabla 3 Medición de rigidez dieléctrica de máquinas eléctricas

Máquina	Tensión de prueba en V	Medida de rigidez dieléctrica	Resultado de la medida	Resistencia de fallo
<i>Transformador monofásico</i>	$2 U_n + 1\,000 \leq 1\,500$	primario y masa		
	$2 U_n + 1\,000 \leq 1\,500$	secundario y masa		
	$2 U_n + 1\,000 \leq 1\,500$	primario y secundario		

Fuente. Cutti, 2010, p. 13

2.8 Requisitos de construcción para cuarto de transformador

La sala de transformadores está formada por muros de hormigón o mampostería y columnas de hormigón armado. Los cuartos, por razones de seguridad, deberán tener una losa superior de hormigón, ubicada a una altura libre mínima de 2,5 metros diseñada para soportar una carga máxima de acuerdo con su utilización. Ver anexo 2.

Para evitar la corrosión de la base de los transformadores, se deberá construir sobre el piso una base de hormigón armado de por lo menos 0.10 m de altura, diseñada para soportar los transformadores. El cuarto deberá tener ventilación adecuada para mantener en su interior una temperatura que no exceda de 40°C, disipe el calor del transformador a plena carga sin reducir la potencia nominal. (Cutti, 2010, p. 13).

Las aberturas de ventilación deben estar ubicadas en las paredes laterales cerca del techo y cubiertas con rejillas fijas, bloques decorativos o pantallas resistentes colocadas de manera que no puedan introducirse objetos que alcancen o caigan sobre el transformador. La puerta de entrada tendrá dimensiones mínimas de 2 metros de alto por 1 metro de ancho, construida en plancha metálica de al menos 1/16" de espesor, con abatimiento hacia el exterior y con una resistencia al fuego de mínimo 3 horas, de acuerdo con lo que señala el numeral 450,43 del NEC (Código Eléctrico Nacional). Esta puerta requiere de elementos aptos para la instalación de precintos de seguridad según CNEL EP. (Cnel ep, 2020, p.36)

Se debe instalar puntos de luz (aplicaciones) y tomas de 120 Voltios junto a la sala de transformadores y puerta de acceso. El área mínima, rectangular y libre de los cuartos de transformadores, será de acuerdo con la siguiente Tabla 4:

Tabla 4 Dimensiones mínimas del cuarto de transformador

Dimensiones mínimas del cuarto	Capacidad transformadores monofásicos
200 x 200cm	Hasta 75 kVA (1 solo trafo monofásico)
200 x 205cm	100 kVA (1 sólo trafo monofásico)
300 x 205cm	Hasta 150 kVA (Banco de 2 o 3 trafo)
400 x 300cm	Hasta 300 KVA (Banco de 3 trafo)
500 x 305cm	Hasta 750 KVA (Banco de 3 trafo)
600 x 305cm	Hasta 1,000 KVA (banco de 3 trafo)
Dimensiones del cuarto	Capacidad transformadores trifásicos
205 x 205cm	Hasta 100 KVA (1 solo trafo trifásico)
300 x 205cm	Hasta 150 KVA (1 solo trafo trifásico)
300 x 300cm	Hasta 300 KVA (1 solo trafo trifásico)
305 x 305cm	Hasta 750 KVA (1 solo trafo trifásico)
400 x 400cm	Hasta 1000 KVA (1 solo trafo trifásico)

Fuente. Natsin, 2012, p. 36

Cuando el banco de transformadores tenga una capacidad mayor a 1 000 kVA y CNEL EP decida suministrar servicio en medio voltaje, las dimensiones del cuarto serán previamente definidas por la Corporación.

2.8.1 Mantenimiento de transformadores.

El suministrado del servicio concluido, los cuartos de transformación serán sellados por la distribuidora en la puerta de ingreso al cuarto. Las cámaras del transformador y equipamiento eléctrico hasta el punto de entrega serán transferidas a la distribuidora a costo cero por parte del promotor inmobiliario y la distribuidora será

responsable de su operación, mantenimiento y reposición. El punto de entrega para todos los consumidores se establecerá conforme lo establecido en la normativa vigente.

Cuando sea necesario realizar trabajos particulares de mantenimiento dentro de los cuartos de transformadores, con 48 horas de anticipación como mínimo, se deberá obtener la autorización del departamento de Operación del Sistema de Distribución. Terminados los trabajos, el usuario informará a la distribuidora, para la respectiva reposición inmediata de los sellos de seguridad.

2.8.2 Ductos de entrada a cuartos de transformadores.

La instalación que ingresa a un cuarto de transformación se construirá empleando ductos y codos de tubería metálica rígida, aprobada para uso eléctrico con un diámetro mínimo de 3" para redes monofásicos, y de 4" para redes trifásicos.

La cantidad de ductos dependerá de la instalación eléctrica del edificio y de la necesidad de distribuidor para la creación de centros de distribución en el sector. (Cnel ep, 2020, p. 33)

2.8.3 Centros de distribución de carga.

Cuando luego del análisis técnico respectivo sea necesario crear un centro de distribución de carga, para instalar equipos de medio voltaje en el edificio que solicite el suministro del servicio eléctrico, CNEL EP exigirá la habilitación de un cuarto para su uso exclusivo, el mismo que estará ubicado a nivel de planta baja con facilidades de acceso desde de vías públicas, cuyas área y cantidad de ductos a incorporarse al diseñar la obra serán determinados por la distribuidora.

La obra y diseño de los cuartos destinados con el fin y el suministro e instalación de los ductos serán realizado por el dueño de la construcción.

Como caso excepcional la distribuidora podrá compartir el centro de distribución de carga con el cuarto de transformadores del edificio, pero las dimensiones de este serán determinadas por la distribuidora.

En los casos de proyectos de regeneración urbana de Guayaquil, debido a que las instalaciones existentes tienen una infraestructura antigua que dificulta obtener áreas correctas para cuartos de transformador y centros de distribución de energía, se considerarán condiciones específicas. (Natsin, 2012, p. 35)

2.9 Acometida en media tensión

El transformador será instalado a la red de distribución mediante líneas de acometida suministradas e instaladas por Cnel ep. El Consumidor deberá conectar toda la tubería que se requiera y las obras civiles por su propia cuenta.

2.9.1 Acometidas Aéreas.

Sólo se aceptan conexiones en media tensión en las zonas donde la vía no esté asfaltada o tenga zanjas de drenaje y no se construyan aceras. La instalación de este tipo de conexión requiere el uso de cables de remolque de acero de 3/8 de pulgada de diámetro como cables de suspensión. Se monta sobre postes de hormigón adyacentes a la sala de conversión a la fachada del edificio.

2.9.2 Acometidas Subterráneas.

Las conexiones de media tensión suelen ser subterráneas y cumplen las características del párrafo anterior en cuanto a la tubería de entrada del conductor de conexión. (Cnel ep, 2020, p. 59).

2.9.3 Características de las canalizaciones.

Se requiere instalaciones subterráneas, previo a iniciar el proceso de excavación, la autorización de la empresa eléctrica, Municipio y otras empresas de servicios básicos, la misma que deberá ser concedida con una anticipación de al menos 72 horas. Las aceras y los pasos de peatones deben tener al menos dos vías o ductos de 110 mm. (4 pulgadas) de diámetro, fabricado con material de PVC para fines eléctricos y cumple con las normas INEN 1869 y 2227. Sin embargo, es posible que se requieran más conductos cuando la distribuidora lo requiera por razones técnicas. Por seguridad también se instala con cubierta de hormigón al tratarse de un alimentador de media tensión (13,8 kV). Ver anexo 3.

Los conductos de entrada de media tensión instalados junto a la torre y los conductos que conducen a la sala de transformadores serán de tubería metálica rígida aprobada para uso eléctrico. Similares características tendrán las canalizaciones que se deriven desde el cuarto eléctrico que contiene la protección principal del inmueble a los diferentes cuartos de transformadores de este. En inmuebles o centros comerciales donde se requiera alimentar a cuartos de transformación en forma subterránea por aceras dentro del predio y sea necesaria las cajas de conexiones múltiples permiten la conexión a tuberías de presión de PVC con revestimiento de hormigón.

2.9.4 Trayectoria.

La trayectoria de la canalización estará formada por líneas rectas, y será necesario supervisar la construcción de puntos de paso donde se realice la primera conexión subterránea o acometida del sistema, así como las intersecciones con la canalización existente. La distancia máxima entre cajas de paso será de 30 m.

La vía de canalización consta de tramos rectos y se prevé la construcción de cajas de paso en los lugares donde se cambia el sentido, donde se interrumpe el alcantarillado existente y en la base de los postes donde se realizan las principales líneas subterráneas o acometidas que se necesiten realizar. Incorporación a la red superior del sistema. La longitud máxima entre cajas de derivación es de 30 m. (Natsin, 2012, p. 40).

2.9.5 Cajas de paso.

Las cajas de paso o de revisión serán de hormigón liso o blindado con varillas negras de 3/8" de diámetro espaciadas 15 cm. en ambos sentidos de acuerdo con su ubicación, ya sea en la acera o en la calle respectivamente. Las dimensiones interiores de la caja deben ser de al menos 80 x 80 x 80 cm. Las cajas instaladas en las aceras de las intersecciones deben dimensionarse con una profundidad de 100 cm.

Cuando el calibre del alimentador sea igual o superior a 2/0 AWG y se cambie el sentido de la marcha, las cajas en sistemas de media tensión tendrán unas dimensiones de 160 x 80 x 100 cm con doble encintado.

Cubiertas de caja de pasarela construidas de hormigón armado y forzadas con barreras de hierro negro de 1/2" en ángulos de 2" x 14" en aceras y ángulos de 5" x 1/4" separado 15 cm en ambas volante en caminos fortalecidos con barreras de hierro. Estas

tapas se servirán con dos agarraderas de fácil extracción. Alternativamente, la caja y la tapa se pueden construir con valores de resistencia mayores o iguales a los enumerados anteriormente. Ver anexo 3.

2.9.6 Zanjas.

La profundidad de excavación de la zanja para canalización será de al menos 50 cm por debajo del banco de ductos requerido en la intersección, 30 cm en los pasillos y 15 cm a cada lado del referido banco. La parte inferior del relleno se hará con material pétreo, que se compactará y nivelará en tapones de 10 cm. (Cnel ep, 2020, p. 53).

2.9.7 Disposición de Ductos.

El tubo se plantará en la zanja con un espaciamiento vertical de tubo a tubo de 10 centímetros y un espacio horizontal de 5 cm de tubo a tubo. En el caso de que se requieran uno o dos conductos, se mantendrá la configuración del nivel inferior. Ver anexo 4.

2.9.8 Recubrimientos.

El espesor de la capa de hormigón medido desde la parte superior de la calzada o pavimento hasta la parte superior del tubo del primer nivel no debe ser inferior a 25 cm y 15 cm. O El espesor de la capa de hormigón, medido desde el fondo del tubo más profundo hasta la superficie del suelo compactado, no deberá ser inferior a 10 cm. En ambos casos, si el subsuelo está demasiado suelto (fangoso), coloque barras de hierro corrugado de 3/8 de pulgada y malla metálica de refuerzo con una resistencia a la

tracción de 1 200 kg/cm² sobre el canal a intervalos de 15 cm en ambas direcciones. La resistencia a compresión simple del hormigón utilizado es $f_c=210$ kg/cm² a los 28 días en aceras y $f_c = 240$ kg/cm² a los 28 días en carreteras. (Natsin, 2012, p. 44).

2.10 Generalidades sobre el factor de potencia (FP)

Esta ecuación es una representación matemática de FP, que es la potencia real dividida por la potencia aparente.

$$FP = P / S = \text{coseno } \Phi$$

Donde:

P : potencia activa [KW]

S : potencia aparente [KVA]

$\text{cos } \Phi$: relación entre la potencia activa y la aparente. Si tiene un sistema trifásico, puede usar la ecuación 1 para calcular FP si la potencia es la potencia total que se muestra en la fórmula, o puede calcularse por fase. (Rosero, 2020, p. 2).

$$FP_{\text{total}} = P_{\text{total}} / S_{\text{total}}$$

$$FP_x = P_r / S_r \text{ (fase X)}$$

$$FP_y = P_s / S_s \text{ (fase Y)}$$

$$FP_z = P_t / S_t \text{ (fase Z)}$$

Básicamente, FP es la relación entre el consumo de energía del dispositivo y la potencia aparente proporcionada por la red. Si el análisis se realiza para un sistema trifásico con características balanceadas, el FP total es igual a cada FP por fase.

Este factor se puede dividir en dos términos. El primero es el factor de distorsión armónica, que representa la distorsión de la onda sinusoidal, y el segundo es el factor de

cambio, que representa el cambio de fase entre la tensión y la corriente a la frecuencia fundamental. Considerando la definición de FP, se puede concluir que los valores de este factor pueden ser de 0 a 1, dependiendo de los elementos que componen el sistema. Para un sistema de fuente de alimentación de CA puramente resistivo, se puede ver que no hay cambio de fase entre el voltaje y la corriente para un valor de FP de 1. Si solo hay elementos reactivos en el sistema, el valor de FP es cero porque hay un desfase de 90° entre el voltaje y la corriente. Debido a la naturaleza de los componentes que componen un sistema eléctrico, existen circuitos mixtos resistivos, resistivos y capacitivos. Esto hace que el FP varíe entre sus límites, y cuando FP es cercano a 1, se dice que es un circuito predominantemente resistivo, y cuando es cercano a cero, se dice que es un circuito predominantemente reactivo. (Rosero, 2020, p. 4).

Dentro de un componente reactivo, un FP puede verse como retrasado o adelantado, respectivamente, si consta de un inductor y un condensador. FP, al igual que otras métricas de calidad, se regula para no afectar la calidad del suministro eléctrico. Por lo tanto, ARCERNNR sugiere un valor mínimo aceptable para FP de 0,93. El artículo al que se hace referencia indica que los consumidores deben mantener su FP por encima de 0,93. Este índice es medido mensualmente por los distribuidores y se imponen sanciones si el valor cae por debajo de un valor establecido.

Su factura mensual mostrará un aumento igual al límite mínimo sugerido por ARCERNNR dividido por su valor medido. Si la lectura de FP es inferior a 0,6, la empresa distribuidora se reserva el derecho de suspender el servicio con previo aviso hasta que el usuario realice la corrección del factor de potencia y cambie la instalación. Las cargas que existen en la industria son en su mayoría reactivas, como motores, transformadores

y enfriadores. Esto hace que el dispositivo consuma potencia activa (kW) y potencia reactiva (kVAR) de la red.

Para cumplir con el consumo de energía, las empresas de distribución necesitan transportar energía desde las plantas de energía hasta las cargas a través de la red. Esto requiere inversión en instalaciones de mayor capacidad y en la mencionada red de transmisión de energía eléctrica. Con base en las fluctuaciones del factor de potencia, es muy común obtener un factor de potencia por debajo del valor aceptable y esto afecta la calidad de la energía. Por lo tanto, es necesario implementar un dispositivo que pueda elevar el FP a un valor aceptable. (Rosero, 2020, p. 5).

2.10.1 Potencia Activa.

También se denomina potencia efectiva o potencia activa porque determina la eficiencia con la que un circuito puede realizar una tarea en un tiempo determinado. Los equipos que trabajan con energía eléctrica pueden convertir este tipo de energía en otra. Se representa con una P mayúscula y se mide en vatios (W). La fórmula explica lo anterior.

$$\begin{aligned} P &= I * V * \phi \\ &= I * Z * I * \text{debido a } \phi \\ &= I^2 * Z(R+jx) * \cos \phi \\ &= 2 * R \end{aligned}$$

De donde:

P : Potencia activa [W] (vatio)

V : voltaje [V] (voltios)

I : corriente [A] (amperios)

Z : impedancia del circuito [Ω] (ohmios)

R : Resistencia del circuito [Ω] (Ohmios)

2.10.2 Potencia reactiva.

Debido a que se utiliza para generar un campo magnético, a esta potencia también se le llama potencia magnética porque se da cuando hay un dispositivo con reactancia. Esta potencia está desfasada 90° con respecto a la potencia activa. El valor medio de esta potencia es cero porque no produce trabajo útil. (Rosero, 2020, p. 6). Su símbolo es una Q mayúscula y su unidad de medida establecida es el Voltio Amperio Reactivo (VAR).

$$Q = I * V * \text{sen } \phi$$

$$= I * Z * I * \text{sen } \phi$$

$$= I^2 * Z * \text{Seno } \phi = I^2 * X$$

De donde:

Q : potencia reactiva [kVAR]

X : reactancia del circuito [Ω]

V : voltaje [V] (voltios)

I : corriente [A] (amperios)

2.10.3 Potencia aparente.

Se llama potencia total o aparente porque se compone de potencia activa y reactiva. Esto incluye la energía disipada en forma de calor o trabajo, responsable de generar campos magnéticos y eléctricos en diversos dispositivos. (Rosero, 2020, p. 6).

Esta potencia es mayor o igual a la potencia activa y se puede determinar multiplicando el voltaje por la corriente. Se denota con una S mayúscula, y la unidad de medida establecida para esta potencia es el voltio-amperio.

$$S = V * I$$

Dónde:

S: Potencia aparente [VA] (voltio amperio)

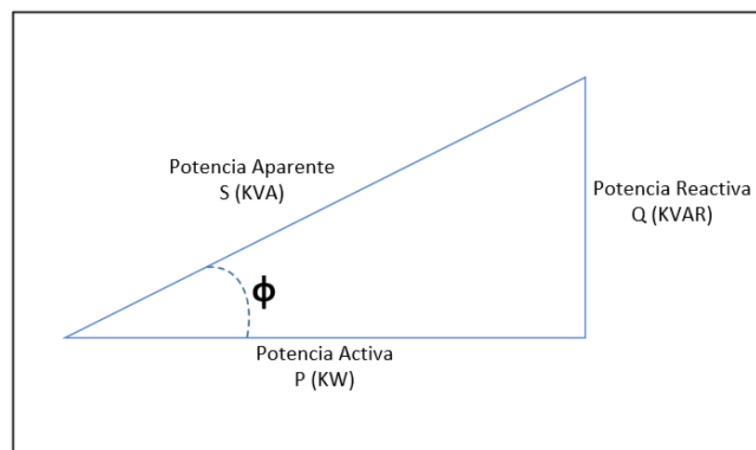
V: Voltaje [V] (voltios)

I: Intensidad de corriente [A] (amperios)

2.10.4 Representación gráfica.

En la siguiente ilustración, se representa gráficamente los tres tipos de potencias eléctricas. Triángulo de Potencia.

Figura 9 Triángulo de potencia



Fuente. Rosero, 2020, p. 6

Un ángulo formado por potencia activa y aparente está simbolizado por la letra griega ϕ . Las relaciones trigonométricas se utilizan para deducir las ecuaciones.

$$P = S * \cos \phi$$

$$S^2 = P^2 + Q^2$$

$$\cos \phi = FP = P / \sqrt{P^2+Q^2}$$

$$\tan \phi = Q / P$$

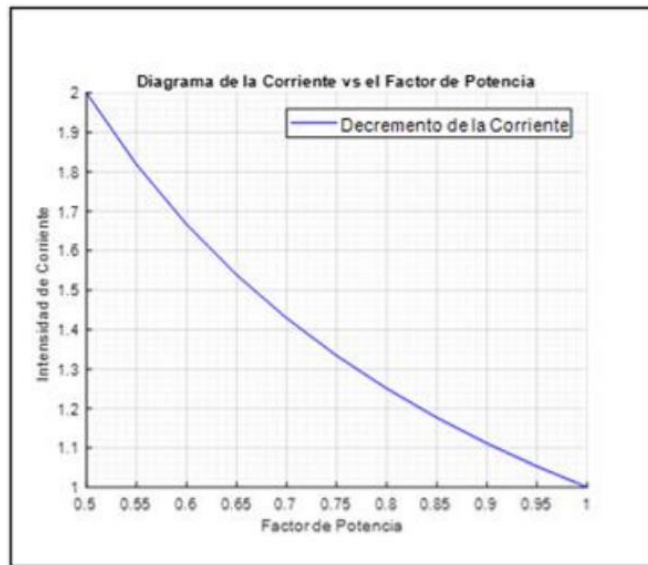
$$\cos \phi = FP = P / \sqrt{P^2+Q^2}$$

$$\tan \phi = Q / P$$

2.10.5 Diagrama de corriente y componentes de la intensidad de corriente.

Para un consumo de energía constante, el valor de la corriente de suministro es inversamente proporcional a FP. Esto no significa que un FP más bajo signifique una corriente más alta. La Figura 10 a continuación muestra un gráfico de corriente versus factor de potencia. (Rosero, 2020, p. 7).

Figura 10 Intensidad de Corrientes vs Factor de potencia

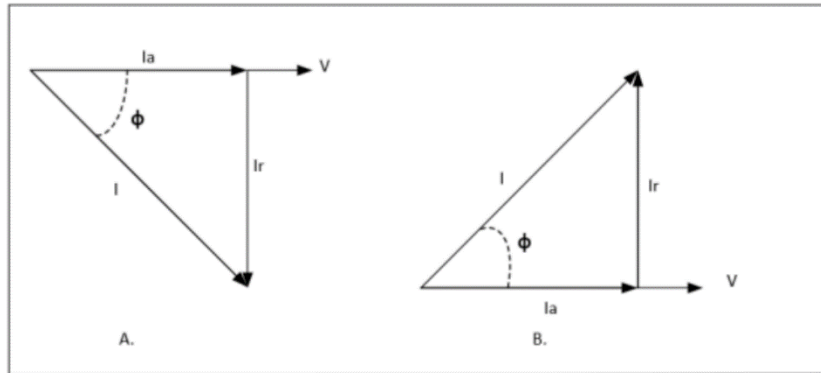


Fuente. Rosero, 2020, p. 7

Corrientes superiores sobrecargan los cables de distribución y las instalaciones de transformadores, aumentando las pérdidas (proporcionales al cuadrado de la corriente) y las pérdidas en toda la red eléctrica. Un circuito de CA con una diferencia de fase ϕ entre la corriente y el voltaje se llama componente activo de la corriente, el voltaje está en fase con el componente (I_a) y el componente reactivo está en cuadratura con la corriente.

La Figura 11 muestra la clasificación de los componentes de potencia activa y reactiva de la potencia.

Figura 11 Componentes Activo y Reactivo de la Corriente A. Carga Inductiva
B. Carga Capacitiva



Fuente. Rosero, 2020, p. 7

Los valores actuales son los componentes reactivo y activo, cada uno de los cuales se puede expresar mediante una fórmula.

$$Ia = I * \cos \phi$$

Dónde:

Ia : Componente activa de la intensidad.

$$Ir = I * \sin \phi$$

Dónde:

Ir : Componente reactiva de la intensidad.

La intensidad de la corriente (I), la componente activa (Ia) y la componente reactiva (Ir) se producen como resultado de la potencia aparente (S), la potencia reactiva (Q) y la potencia activa (P), respectivamente, multiplicadas por la diferencia de potencial (V). (Rosero, 2020, p. 7)

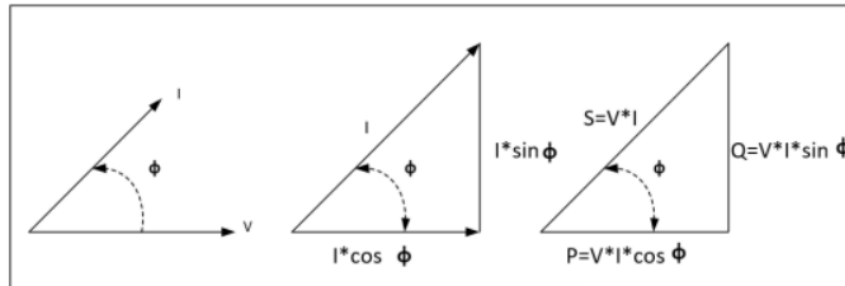
$$S = I * V$$

$$P = I * V * \cos \phi$$

$$Q = I * V * \text{sen}\phi$$

En la gráfica de la Figura 12 se puede observar la relación que existe entre las tres potencias mediante un triángulo

Figura 12. Relación de potencia Aparente, Reactiva y Activa



Fuente. Rosero, 2020, p. 8

2.11 Efectos que se producen por un bajo factor de potencia

Siempre se ve un fp bajo debido a la presencia de una carga de motor inductivo. Esto se debe a que el uso frecuente de muchos equipos aumentará la demanda de potencia reactiva, lo que provocará una disminución del factor de potencia debido al aumento del flujo de corriente. (Rosero, 2020, p. 8). El aumento de corriente no solo daña el equipo eléctrico debido a los efectos de sobrecarga, sino que también provoca fluctuaciones en la regulación de voltaje, lo que afecta el rendimiento y la operación del equipo. El consumo de energía reactiva es alto por las siguientes razones:

- Mal estado físico de las redes y equipos eléctricos.
- Capacidad instalada electromecánica subutilizada por mal diseño y operación del sistema eléctrico.
- Presencia de sistemas de refrigeración y aire acondicionado.

- Presencia excesiva de motores. P_f está determinado por la carga conectada al sistema. Estas son inductivas, capacitivas, resistivas y combinaciones de estas cargas.

2.11.1 Cargas resistivas.

A dichas cargas se representan en (Ω) y se expresan con la letra R, se los puede encontrar en elementos eléctricos como planchas, estufas y lámparas incandescentes, componentes que convierten la energía que requieren. Para funcionamiento con calor o energía luminosa. (Rosero, 2020, p 8). En este caso, la situación es similar a la de una resistencia que disipa potencia activa (W), por lo que fp es 1,0 y está dada por.

$$P = I * V$$

$$P = I^2 * R$$

$$P = V^2 / R$$

Dónde:

$I^2 * R$: Pérdidas por efecto Joule

En un circuito puramente resistivo, la corriente y el voltaje están en fase y obtenemos:

$$I = V/R$$

Dónde:

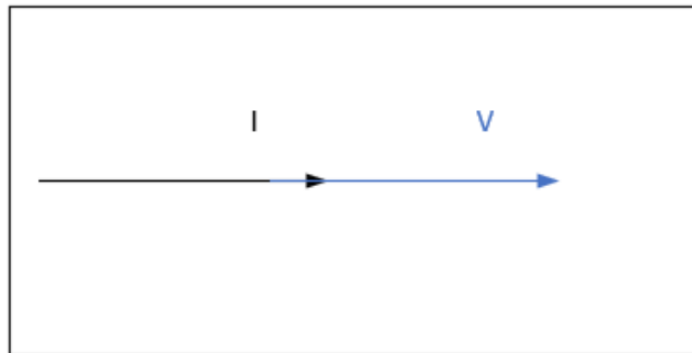
V: Voltaje [V] (voltios)

I: Corriente [A] (amperios)

R: Resistencia [Ω] (ohmios)

La Figura 13 muestra una representación de un diagrama fasorial en respuesta a una carga resistiva.

Figura 13 Gráfica fasorial del Circuito Resistivo



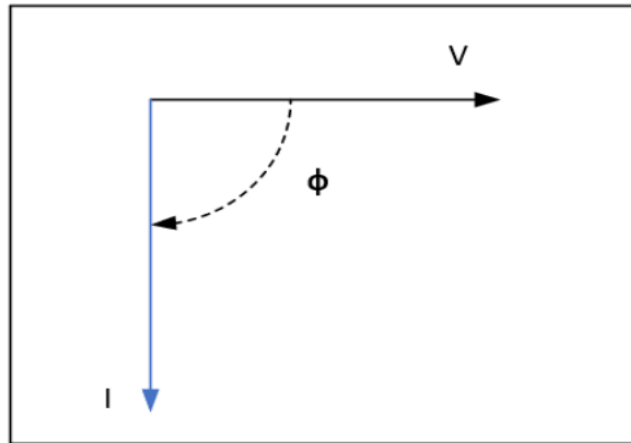
Fuente. Rosero, 2020, p 8

2.11.2 Cargas inductivas.

Las cargas inductivas se las puede encontrar en elementos o máquinas que estén constituidos por bobinados, tales como equipos de tipo electromagnéticos como transformadores balastos, motores, etc.

Estos dispositivos consumen potencia activa. Además, f_p es menor que 1.0 porque se debe usar potencia reactiva para la operación. El f_p es menor debido a la presencia de una carga inductiva. (Rosero, 2020, p 8) En un circuito puramente inductivo, hay un retraso de 90 grados, por lo que la corriente está en fase con el voltaje, como se ve en la Figura 14. Se muestra una representación del diagrama fasorial correspondiente a la carga en el circuito inductivo.

Figura 14 Gráfica fasorial del Circuito Inductivo

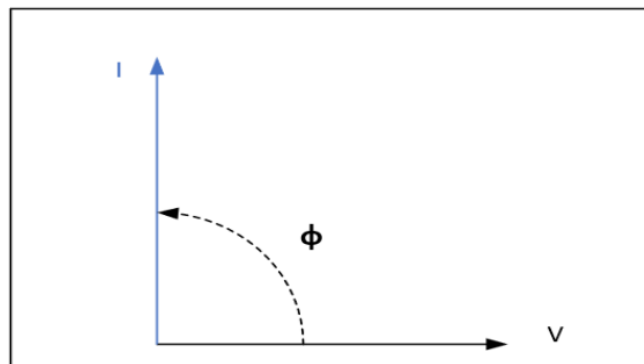


Fuente. Rosero, 2020, p. 9

2.11.3 Cargas capacitivas.

Estas cargas existen en el capacitor porque la corriente se adelanta al voltaje en 90 grados. La gráfica fasorial de la Figura 15 corresponde a un circuito de cargas capacitivas.

Figura 15 Gráfica fasorial del Circuito Capacitivo



Fuente. Rosero, 2020, p. 9

En un circuito capacitivo puro, no se disipa potencia, pero fluye corriente. La potencia reactiva producida por una carga capacitiva se expresa en potencia reactiva de voltios-amperios (VAR).

2.12 Medidas para mejorar el factor de potencia

2.12.1 Medidas preventivas.

Sabemos que se debe considerar la distribución de carga en las líneas de distribución, el dimensionamiento de los conductores eléctricos y la correcta selección y operación de los equipos. El objetivo se puede lograr con varias precauciones, pero casi todos los fabricantes industriales tienen fp muy bajo. Estos problemas se pueden abordar mediante la implementación de dispositivos de compensación. (Rosero, 2020, p. 8).

2.12.2 Medidas compensativas.

Al implementar el esquema de rectificación de FP, se utilizan principalmente esquemas pasivos destinados a compensar el factor de desplazamiento, ya que este es un requisito de las compañías eléctricas. En algunos casos, se pueden utilizar técnicas de filtrado pasivo de armónicos. Sin embargo, para controlar mejor el factor de potencia, cada vez es más necesario utilizar métodos activos, asegurando un nivel mínimo de armónicos para que se puedan ajustar otros parámetros, como es necesario hacerlo. La frecuencia de resonancia causada por carga no lineal.

2.13 Ventajas de la corrección del factor de potencia

Al realizar la rectificación en un sistema de distribución proporcionando local o globalmente, la potencia reactiva requerida disminuye el valor de la corriente, por lo tanto, la energía total consumida aguas arriba del sistema proporciona muchos beneficios, como la utilización óptima de las instalaciones de transmisión y distribución. Generalmente los sistemas eléctricos tienden a tener una impedancia interna inductiva, por lo tanto, es el cambio de potencia reactiva de la carga lo que tiene el efecto más adverso sobre la regulación de voltaje. Convencionalmente, la caída de tensión se compensa con un condensador de derivación y se consigue una curva de tensión constante conmutando según el requisito de potencia reactiva. Se manteniendo un factor de potencia cerca de la unidad. (Rosero, 2020, p. 9).

2.13.1 Uso óptimo de las máquinas eléctricas.

La potencia aparente (S) determina las dimensiones del transformador y del generador. La potencia reactiva entregada (Q) es menor, pero la potencia activa (P) es menor. Por lo tanto, al compensar la instalación de un sistema de distribución, los equipos pueden dimensionarse en base a la mínima potencia aparente y entregarse con la misma potencia activa.

2.13.2 Excelente uso de líneas eléctricas de transmisión y distribución.

Una buen FP (factor de potencia) ofrece ventajas al dimensionar conductores o cables eléctricos. Como ya se mencionó, aumentar la potencia reactiva disminuirá la corriente para la misma potencia activa.

2.13.3 Reducción de pérdidas.

La correcta corrección del factor de potencia puede reducir significativamente las pérdidas de tipo I^2R en la transferencia de energía desde el punto de generación hasta el punto de compensación. Las pérdidas del conductor a menudo dependen de la resistencia de cada conductor. También depende de razones como la cantidad de corriente que circula por un conductor, ya que cuanto mayor sea el $\cos \phi$ de la misma potencia activa transmitida, menor será la corriente. Un buen factor de potencia permite reducir las pérdidas del conductor aguas arriba de donde se realiza la rectificación. (Rosero, 2020, p. 10).

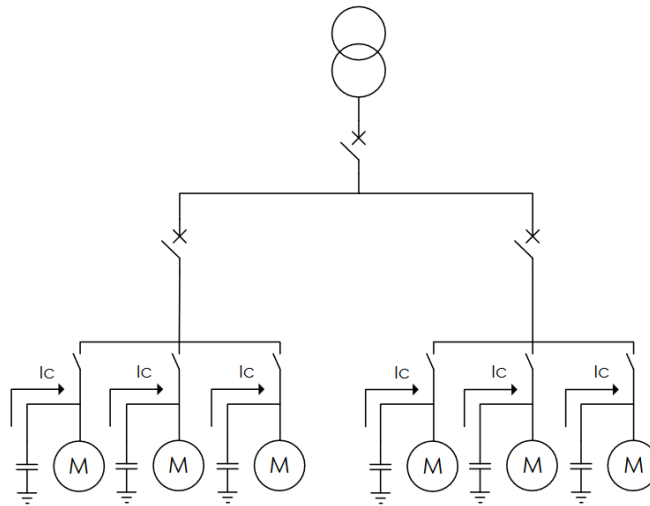
2.14 Tipos de Compensación

Dependiendo de la ubicación del banco de condensadores, existen diferentes formas de realizar la compensación. Dependiendo de la ubicación del banco de condensadores, los principales métodos son:

2.14.1 Compensación distribuida.

La compensación distribuida se logra conectando una serie de condensadores directamente a través de los terminales de carga que requieren potencia reactiva. Este tipo de compensación normalmente se implementa cuando la carga representa un alto porcentaje de potencia con relación a la potencia total. Este tipo de compensación tiene la ventaja de eliminar la corriente reactiva en los conductores de la instalación, pero suele ser costosa cuando hay muchas cargas a compensar.

Figura 16 Compensación distribuida

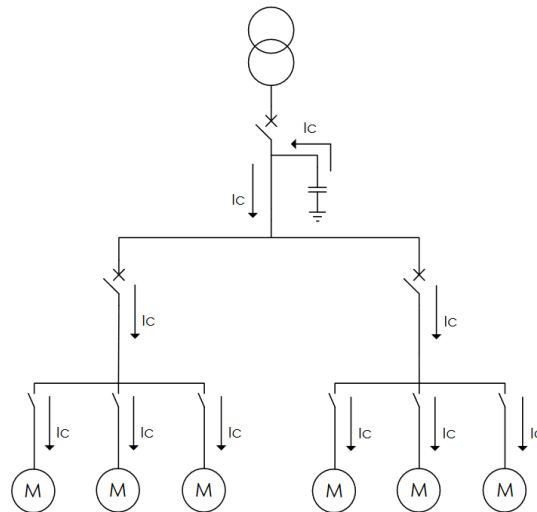


Fuente. Arias, 2021, p. 24

2.14.2 Compensación centralizada.

La compensación central consiste en conectar una serie de capacitores para cubrir todas las cargas. Esto significa que la compensación se realiza en el primer punto de conexión de la instalación. Este tipo de compensación suele utilizarse cuando hay muchas cargas, algunas de las cuales solo funcionan unas pocas horas al día. Las soluciones de compensación de dispersión son claramente demasiado costosas y muchos de los capacitores instalados permanecen sin usarse durante largos períodos de tiempo. En la Figura 17 se puede observar este tipo de compensación. (Arias, 2021, p. 24)

Figura 17 Compensación centralizada

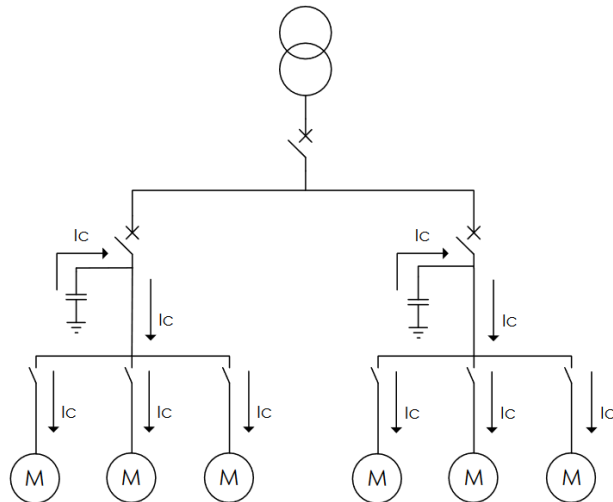


Fuente. Arias, 2021, p. 25

2.14.3 Compensación por grupos.

La compensación de grupo consiste en conectar una serie de condensadores por grupo de carga. Generalmente, las cargas con características similares se agrupan. Este tipo de compensación suele ser más atractiva ya que es más económica que la compensación distribuida, sin embargo, los beneficios de compensación solo afectan a los conductores antes del punto de conexión del banco de capacitores. En la Figura 18 se puede observar este tipo de compensación. (Arias, 2021, p. 25).

Figura 18 Compensación por grupos

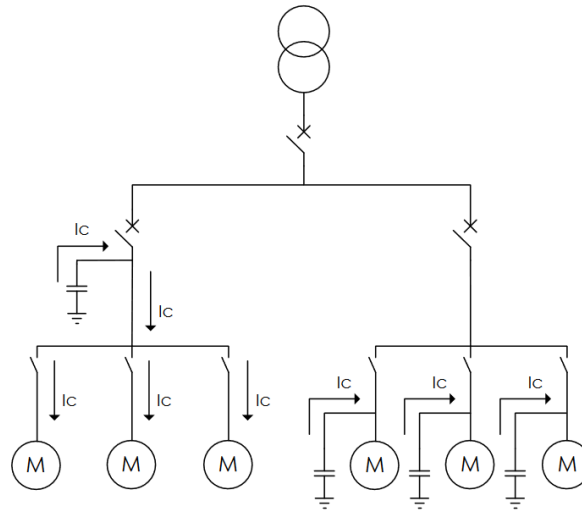


Fuente. Arias, 2021, p. 25

2.14.4 Compensación mixta.

La compensación mixta combina la compensación distribuida y la compensación por grupos. La compensación de dispersión se utiliza para cargas de mayor potencia y la compensación de grupo para otras cargas. La compensación mixta se usa sólo cuando se usan con mayor frecuencia las cargas más demandantes y esporádicamente el resto de las cargas. En la Figura 19 se puede observar este tipo de compensación. (Arias, 2021, p. 25)

Figura 19 Compensación mixta



Fuente. Arias, 2021, p. 26

2.14.5 Compensación automática.

La compensación automática consiste en la conexión y desconexión automática de capacitores pertenecientes a un banco, de esta forma el banco proporcionará diferentes valores de potencia reactiva durante un periodo de tiempo.

En la mayoría de las plantas industriales el consumo de potencia reactiva no es constante debido al ciclo de trabajo de la carga, por lo que se utilizan bancos automáticos que proveen la potencia reactiva requerida por la carga en diferentes momentos. En cuanto a la ubicación de los bancos automáticos pueden ser de tipo centralizado o por grupos. (Arias, 2021, p. 26).

2.15 Capacitores

Los capacitores están hechos de placas de metal separadas por un material aislante dieléctrico, no tienen partes móviles y funcionan solo con corriente, por lo que

pueden parecer dispositivos simples y sin complicaciones, pero la verdadera función de un capacitor es de gran interés técnico, aunque puede verse afectada por esfuerzos eléctricos, caídas de tensión, perturbaciones de línea, entre otros. (Torres, 2017, p. 50). Los condensadores almacenan energía y cambian la corriente frente al voltaje. Esta es la razón por la cual la industria requiere condensadores para la corrección del factor de potencia. Los tipos de conexiones para bancos de condensadores trifásicos varían y dependen del tipo de red a la que se conecten y de sus requisitos de protección. Pueden conectarse en deltas, estrellas puestas a tierra o estrellas no puestas a tierra. (Torres, 2017, p. 50).

2.15.1 Temperatura interna en un banco de capacitores.

Según el estándar IEEE Std 18-2012, los bancos de capacitores están clasificados para operación continua, incluidas operaciones de conmutación frecuentes, en cualquier disposición de montaje, en interiores o exteriores, con una temperatura ambiente promedio máxima de 46°C durante 24 horas. Medido cerca del capacitor a 55°C. La temperatura ambiente mínima de funcionamiento continuo para el banco de condensadores es de -40°C. El aumento de temperatura promedio en un gabinete cerrado se calcula usando la fórmula:

$$\Delta T = PT / h * A$$

Donde ΔT es el aumento de temperatura dentro del gabinete (°C), PT es el consumo total de energía dentro del banco (W), A es la superficie de enfriamiento (m²), h son los coeficientes de transmitancia, convección y radiación, 5.8 w / m² ° am. C es una caja metálica, 5,2 w/m²°C es una caja no metálica. Si la temperatura ambiente y la

temperatura promedio aumentan como solución exceden los límites, se puede usar un ventilador para mejorar aún más el enfriamiento por convección mediante la fórmula:

$$V = 3.1 * PD / \Delta T$$

Donde V es el flujo de aire requerido (m³/h), PD es la potencia adicional disipada por el ventilador (W) y ΔT es el aumento de temperatura deseado en el gabinete (°C).

$$PT - \Delta T (h * A) = PD$$

2.15.2 Capacidades estándar y normas de los bancos de capacitores.

Las capacidades estándar se definen en el IEEE 18-2002 y se enumeran en la Tabla 2.2. (Torres, 2017, p. 65). No se deben usar capacitores si se viola alguna de las siguientes restricciones:

- 110 % del voltaje RMS, y el pico no excede $1.2\sqrt{2}$ del voltaje RMS, incluyendo armónicos, pero excluyendo transitorios.
- 135 % de los kVA nominales
- 135 % de la corriente nominal en base a la potencia y tensión nominales.

Tabla 5 Capacidades estándar IEEE 18-2022

Volts, rms (Terminal-a-terminal)	kVAr	Numero de fases	BIL kV
216	5, 7 1/2, 13 1/3, 20, Y 25	1 y 3	30
240	2.5, 5, 7 1/2, 10, 15, 20, 25, y 50	1 y 3	30
480, 600	5, 10, 15, 20, 25, 35, 50, 60, y 100	1 y 3	30
2400	50, 100, 150, 200, 300, y 400	1 y 3	75, 95, 125, 150, y 200
2770	50, 100, 150, 200, 300, 400, y 500	1 y 3	75, 95, 125, 150, y 200
4160, 4800	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1 y 3	75, 95, 125, 150, y 200
6640, 7200, 7620, 7960, 8320, 9540, 9960, 11400, 12470, 13280, 13800, 14400	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	95, 125, 150, y 200
15125	50, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	125, 150, y 200
19920	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	125, 150, y 200
20800, 21600, 22800, 23800, 24940	100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 700, y 800	1	150 y 200

Fuente. Torres, 2017, p. 68

2.16 Equipos de medición en media tensión

La medición en media tensión se lo realiza con equipos más robustos que los de baja tensión y tienen la propiedad de poder soportar niveles más altos de tensión y corriente. También proporciona un mejor aislamiento y comunicación de señales con el medidor, lo que aumenta la seguridad para los técnicos calificados que realizan operaciones correctivas.

2.16.1 Elemento de una medición semi directa e indirecta.

Los elementos de medida semidirectos e indirectos son transformadores de tensión o reductores de tensión (PT). Transformador de corriente o reductor de corriente (CT).

Figura 20 Elemento de medición en media y baja tensión



Fuente. Grupo Crece, 2022, p. 1

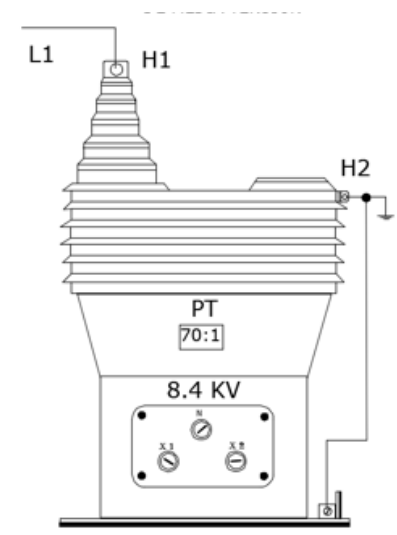
2.16.2 Transformador de potencial (PT).

Este es un dispositivo estático fabricado con aislamiento dieléctrico y su función es reducir el voltaje a valores normalizados de hasta 115, 120, 150 voltios en el lado secundario, y la precisión es porcentaje de fabricación IEC menor a 0,2 % y posiblemente menor de 0,3 %. El lado secundario es el estándar ANSI. Conectado en paralelo con la carga. El lado secundario siempre debe estar en contacto con tierra para eliminar la electricidad estática del equipo y mejorar la seguridad del operador. Además, al ser un

sistema de 4 hilos, la seguridad de la instalación está sujeta a errores. En la fijación de la tensión

secundaria. (Si instala un probador de alto voltaje, las fuerzas electrostáticas harán que pierda precisión, sea costoso y represente un peligro grave para el operador). Nuestro sistema eléctrico tiene transformadores de potencial con relaciones de 70:1, 60:1 (sin usar) y 20:1.

Figura 21 Transformador de Potencial en media tensión



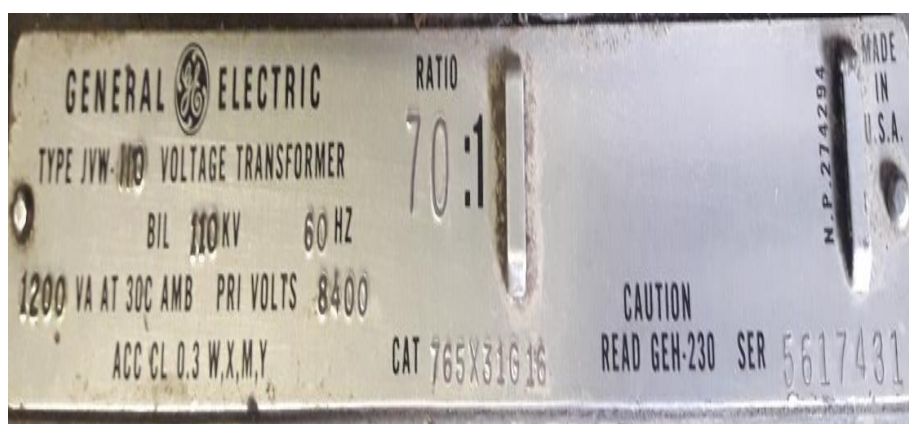
Fuente. Grupo Crece, 2022, p. 3

2.16.3 Resolución de la reguladora Arconel 054/16 en el transformador de potencial.

La precisión será del 0,2 % o mejor según la norma IEC o criterios equivalentes en otras normas. El voltaje máximo de trabajo debe ser 110-115 % del voltaje primario nominal. El consumo de energía total de los dispositivos de medición conectados al transformador no debe exceder la potencia nominal (VA) del devanado secundario del

transformador bajo carga. El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje en el punto de medición. Los PT requieren registros de prueba certificados de fábrica y de campo que muestren la relación de fase y las curvas de error de ángulo más o menos 20 % y 5 % del voltaje nominal. Las placas de identificación deben ser visibles y legibles. Los datos de placa deben ser claramente visibles e identificables. El PT requiere una caja de receptáculos para el devanado secundario con seguro adecuado y terminales de tierra. (Grupo Crece, 2022, p. 4)

Figura 22 Placa Característica de la relación de un transformador de potencia



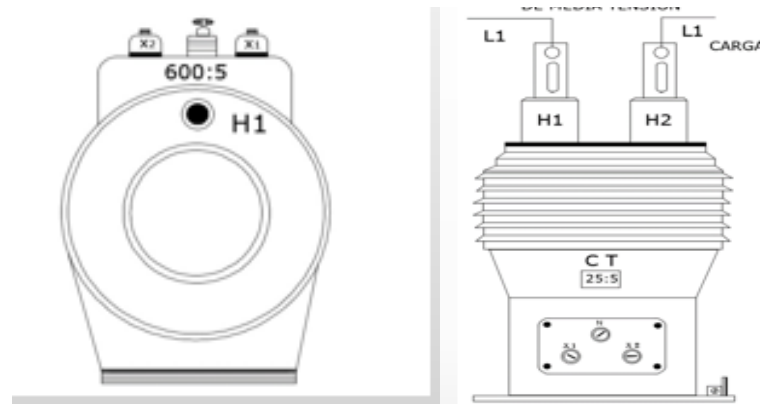
Fuente. Grupo Crece, 2022, p. 4

2.16.4 Transformador de corriente (CT).

Está fabricado con aislamiento dieléctrico y reduce la corriente a un valor normalizado hasta 5 Amperios en el lado secundario. La precisión del dominio discreto puede ser inferior al 0,2 % en estructuras IEC o ANSI. (ANSI es típicamente 0.3 %). Están conectados en serie con la línea de carga. Para rango extendido, la precisión es de 1,5 S. Nuestros sistemas eléctricos incluyen transformadores de corriente de 5:5, 10:5,

25:5 etc. (media tensión) y transformadores de corriente de 200:5, 300:5, 400:5, 600:5 etc. (media tensión y transformadores baja tensión).

Figura 23 Transformador de corriente para bajo voltaje tipo ventana, transformador de corriente en media tensión.

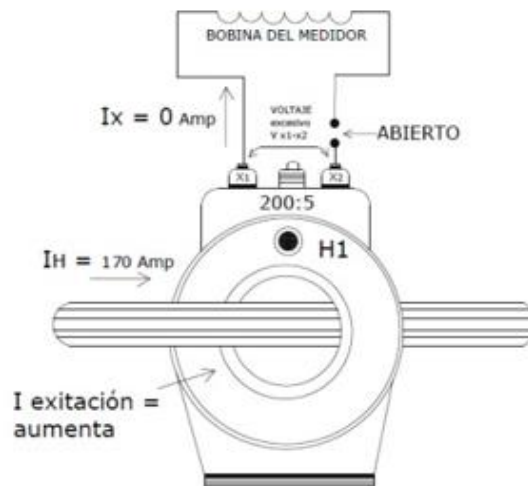


Fuente. Grupo Crece, 2022, p. 6

2.16.5 Precaución con el transformador de corriente (CT).

El secundario nunca debe dejarse en circuito abierto. Esto se debe a que la relación de espiras actúa como un refuerzo que aumenta considerablemente el flujo, provocando pérdidas excesivas, sobrecalentamiento y alto voltaje en las terminales secundarias del transformador. Nocivo para el operador y peligroso. Es decir, la corriente primaria satura el núcleo e induce voltajes letales anormalmente altos. Cuando el núcleo está magnetizado, el voltaje aumenta, la densidad de flujo a la que opera el núcleo aumenta y la corriente de magnetización aumenta, lo que afecta la precisión del transformador. (Grupo Crece, 2022, p. 6)

Figura 24 Circuito abierto en un transformador de corriente



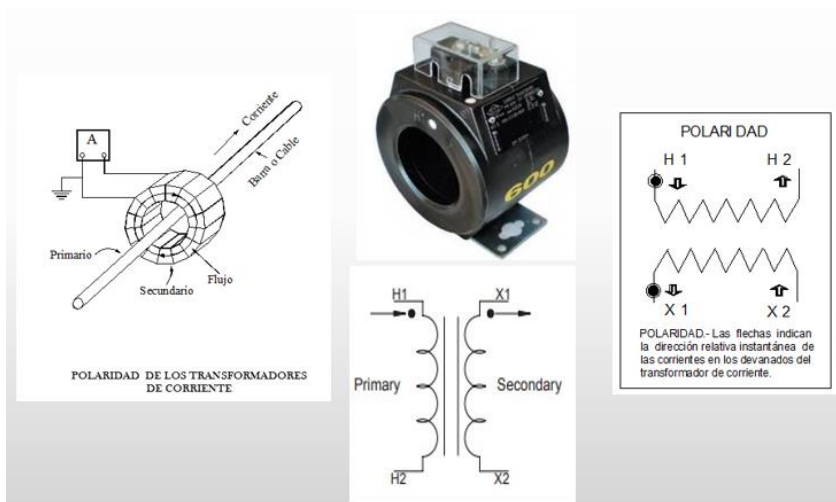
Fuente. Grupo Crece, 2022, p. 7

2.16.6 BURDEN (Potencia).

Es la carga que se debe conectar al transformador sin cambiar su precisión. La capacidad de VA (potencia) que el dispositivo puede proporcionar.

Esto se debe a que los relés y los medidores extraen corriente de los transformadores de corriente y de los transformadores de tensión, respectivamente. La carga depende de la cantidad de relés, medidores y cables conectados al secundario del transformador. (Grupo Crece, 2022, p. 7)

Figura 25 Polaridad de los transformadores de corriente



Fuente. Grupo Crece, 2022, p 8

2.16.7 BIL (aislamiento).

Este es el nivel básico de aislamiento (tensión soportada de impulso tipo rayo) y es el valor pico de la tensión que soportará un impulso tipo rayo que caracteriza el aislamiento del equipo desde el punto de vista de la prueba. De acuerdo con las normas establecidas se coloca en la placa técnica del equipo el Bil de aislamiento, como ejemplo en la Figura 26 se puede observar un Bil de 10 kV. (Grupo Crece, 2022, p 8).

Figura 26 Placa característica Transformador de corriente



Fuente. Grupo Crece, 2022, p. 11

2.16.8 PRECISIÓN (Clase).

Porcentaje de error de medida cuando hay carga de precisión o carga en el transformador. La precisión del transformador de corriente es la diferencia porcentual entre la corriente real y la corriente nominal en el lado secundario. La clase es el límite de error porcentual de la clasificación primaria (voltaje o corriente según sea el caso) mientras el transformador es alimentado por una carga de precisión, expresado como un porcentaje. La precisión de un transductor (Transformador de señal) se mide por su clase o precisión. Esto representa el porcentaje de error máximo que ha encontrado una medición. Suponga que mide con un 7200/12470Y en una planta industrial y usa TC 40:5.

Estos son los multiplicadores:

$$TV: 7200:120=60:1$$

$$CT: 40:5=8:1$$

$$60 \times 8 = 480$$

Supongamos que el medidor registra 500 kWh en un mes. Multiplique esto por 480 y luego por la tarifa acordada (digamos USD \$0.08/kWh). $500 \times 480 \times \text{USD } \$0,08 = \$19\,200$

Anualmente esto es USD \$230,000

Si la precisión del transductor (Transformador de señal) cae por debajo del 1 %, el impacto en la factura anual del cliente es de USD \$2,300, lo que afectará al cliente o a la empresa de servicios públicos. (Grupo Crece, 2022, p. 13)

Si tiene 50 de estos clientes en su sistema, el impacto anual es de USD \$115,000.

La vida útil de la instalación (promedio de 15 años) sería de USD \$1,175,000.

2.16.9 Resolución de la reguladora Arconel 054/16 en el transformador de corriente.

La precisión será del 0,2 % o mejor según la norma IEC o criterios equivalentes en otras normas. La corriente de carga debe ser del 20 al 100 % de la corriente nominal primaria. El consumo de energía total de los dispositivos de medición conectados al transformador no debe exceder la potencia nominal (VA) del devanado secundario del transformador bajo carga. El voltaje de trabajo debe corresponder al voltaje en el punto de medición. Los transformadores de corriente deberán tener informes de prueba certificados de fábrica y de campo con ángulo de fase y curvas de error de relación correspondientes a la corriente secundaria. Dispositivos con una relación secundaria de 1 A. La placa de identificación debe ser visible y legible. Las abrazaderas deben ser claramente visibles e identificables. El transformador de corriente debe tener un terminal

de tierra y una caja de enchufe para el devanado secundario con el seguro correspondiente.

2.16.10 Transformador de corriente de rango discreto (Análisis).

Ejemplo de dominio discreto:

Transformador de corriente de bajo voltaje de relación 600/5

Intensidad de trabajando = 300 amperios

Análisis y Desarrollo:

Trabajando a 300 amperios da el 50 % de la I nominal.:

$(0,6/100 = 0,006)$ por lo que $300 \text{ amperios} \times 0,006 = 1,8 \text{ amperios}$

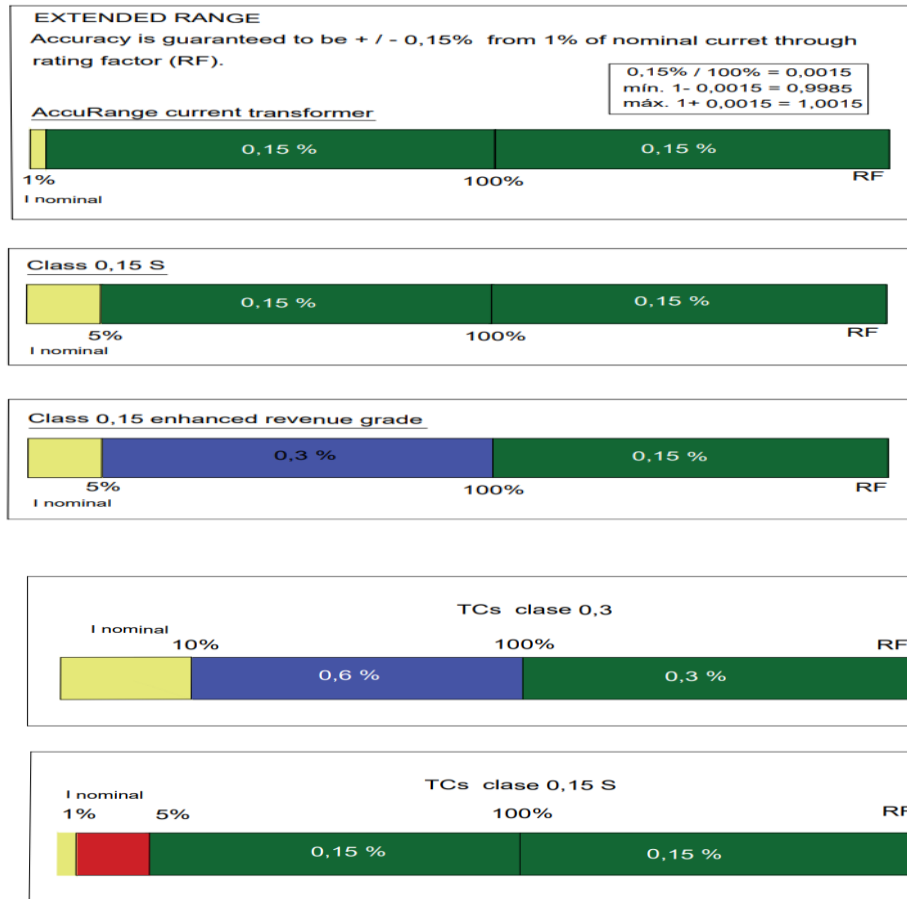
Entonces, $300 \text{ amperios} - 1,8 \text{ amperios} = 298,2 \text{ amperios}$ es solo un registro para cada fase. Los valores por debajo de 60 amperios (es decir, por debajo del 10 % de la corriente nominal I) no se registran. Se registró una precisión del 0,6 % para cualquier valor hasta 600 amperios (es decir, hasta el 100 % de la corriente nominal I). Para valores superiores a 600 amperios (es decir, superiores al 100 % de la I nominal), registramos una precisión del 0,3 % según RF. (Grupo Crece, 2022, p. 15)

La norma establece que debe ser (20-100) % de la corriente primaria nominal.

Para 600/5, $600 \text{ amperios} \times 20/100 = 120 \text{ amperios}$. Esto significa que siempre debe trabajar con un amplificador de trabajo de al menos 120 amperios.

Figura 27 Transformador de corriente de acuerdo con la Clase y de rango extendido

extendido



13

Fuente. Grupo Crece, 2022, p 18

2.16.11 Radio Ampstik.

El Radio Ampstik es un amperímetro de pantalla múltiple de alta frecuencia que utiliza la misma tecnología de medición de corriente que el Ampstik. Una característica clave es la capacidad de mostrar lecturas actuales a una distancia de hasta 15 m del sensor a través de un receptor de radio. El usuario puede elegir sostener el receptor en la mano, conectarlo a un poste de ETT o colgarlo en una canasta de góndola.

Los sensores de corriente no utilizan materiales magnéticos y no contienen partes móviles. La apertura del sensor se cierra electrónicamente y la corriente externa también se rechaza electrónicamente. Equipado con una apertura de 2,5 pulgadas. Según buenas propiedades:

Lee instantáneamente con la pantalla de visualización frontal (HUD), registra hasta 4 lecturas, lee a una distancia de hasta 15 m, se conecta y desconecta fácilmente del controlador, 1 % de precisión, el sensor tipo CT abierto filtra los campos magnéticos dispersos Pantalla en la parte posterior, uno -operación de botón. Verificaciones de corriente antes de la apertura de carga, verificaciones de balance de carga, verificaciones de relación de CT, estudios de tensión, identificar problemas de reconexión de carga. (KOBBECO, 2020)

Figura 28 Amperímetro de media tensión vía radio frecuencia



Fuente. Elaborado por el autor

2.16.12 Ecamec (ECA-300).

El ECA-300 actúa como verificador de contadores eléctricos trifásicos. Multímetro y registrador portátil y parámetros eléctricos. Tres modos en el mismo instrumento facilitan un estudio integral del estado de funcionamiento del medidor, características de carga y tipo de consumo. En modo Verificador, el ECA-300 se puede utilizar en sistemas de medición directos o indirectos con una precisión superior al 0,5 %. En modo logger, existen intervalos de registro desde 1 segundo hasta 15 minutos, permitiendo el registro de transitorios hasta la determinación del curso de variables eléctricas a lo largo de semanas.

Como multímetro, el ECA-300 mide valores instantáneos de $U(\text{rms})$, $I(\text{rms})$, P , S , Q , FP , $\text{Cos}\Phi$ y frecuencia. El ECA-300 es portátil, liviano y está diseñado para una fácil operación manual. Una pantalla de matriz de puntos (128 x 64 con luz de fondo) ofrece un amplio menú de opciones para guiar al operador durante la operación, incluidos esquemas eléctricos para diferentes tipos de medidores y redes eléctricas aplicables. Tiene dos memorias independientes que pueden almacenar más de 300 revisiones y 21 días de registros. (ECAMEC, 2022)

Figura 29 Equipo de medición trifásico ECAMEC (ECA-300)



Fuente. Elaborado por el autor

2.16.13 Pinza amperimétrica de calidad eléctrica FLUKE 345.

El Fluke 345 es más que un simple medidor de electricidad. El Fluke 345 combina la funcionalidad de una pinza amperimétrica, un osciloscopio, un registrador de datos y un medidor de potencia digital en una herramienta conveniente para variadores de velocidad, sistemas de iluminación de alta eficiencia y otras aplicaciones con control de carga de interruptores. Excelente para trabajar con sistemas electrónicos. El versátil Fluke 345 cuenta con una pantalla a color brillante para el análisis del espectro armónico, un filtro de paso bajo para eliminar el ruido de alta frecuencia y un diseño que proporciona alta inmunidad a EMI para que pueda identificar problemas de calidad de energía en cargas de sistemas de interruptores. Es el analizador perfecto por la memoria interna de este medidor de electricidad permite el registro de datos a largo plazo para analizar tendencias y problemas intermitentes. Por otro lado, el diseño de la pinza amperimétrica

de efecto Hall permite la medición de corriente continua sin romper el circuito. El medidor de potencia Fluke 345 no solo realiza con eficacia tareas básicas como medir la energía y el factor de potencia, sino que también proporciona la facilidad de uso, la medición de potencia portátil necesaria para resolver la mayoría de los problemas de energía comerciales, industriales y residenciales. (Fluke, 2016)

Figura 30 Pinza amperimétrica de calidad fluke



Fuente. Elaborado por el autor

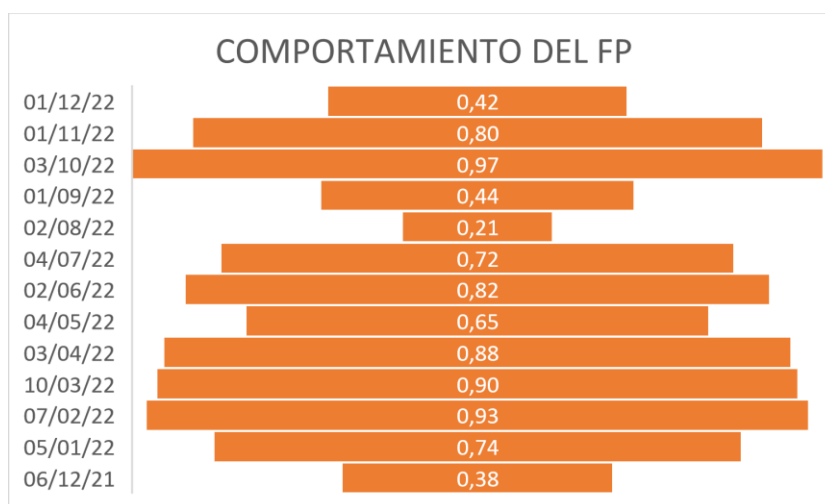
CAPÍTULO 3:

CONDICIONES ACTUALES DE LA EMPRESA ODCON S.A.

3.1. Diagnóstico

En la empresa ODCON S.A. está siendo penalizado por su bajo factor de potencia desde el año 2021 hasta el 2022, se tiene un registro de bajo factor de potencia en los últimos 13 meses. Esto viene ocasionando un perjuicio económico a la empresa, todos los meses se paga una penalización por bajo factor de potencia lo cual se ve reflejado en la facturación, lo que trae problemas al ingreso mensual de la empresa al no ser considerado como un rubro adicional afectando, directamente al incremento del recurso económico de la empresa. Esta pérdida económica de la empresa no entraría como costo fijo ni costo variable, entraría directamente como un egreso afectando a las utilidades de la empresa. Estas penalizaciones del factor de potencia varían en algunos meses posiblemente de acuerdo con la producción de la empresa, los valores son dispendioso.

Figura 31 Análisis del factor de potencia en los 13 meses



Fuente. Elaborado por el autor

Complementario en el mes de diciembre del 2019 se recibió una carta por parte de la distribuidora de energía eléctrica CNEL EP Guayas los ríos oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O en la que se da un 1 mes de prórroga para corregir el factor de potencia. Anexo 1. En la que se referencia a que se está incumpliendo a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica. De acuerdo con esto la empresa eléctrica distribuidora al tener un bajo factor de potencia afectando directamente a las líneas de distribución por efecto corona o desbalance de las líneas en cada alimentadora y transformador de distribución por parte de la distribuidora Cnel ep.

3.2. Problema actual de la empresa ODCON S.A.

Con fecha 2 de Diciembre del 2022 la empresa eléctrica envió un oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O de suspensión del suministro de energía eléctrica debido a que existe un bajo factor de potencia durante el periodo 2021-2022, que indica el incumplimiento en el contrato de suministro eléctrico, por bajo factor de potencia al ser menor al 0.6 PF, esto conlleva a la desconexión del sistema de medición hasta que se solucione dicho inconveniente dan un 1 mes de plazo improrrogable para mejorar el factor de potencia a 0.92 PF o más.

Al ser una empresa que trabaja 24 horas los 7 días de la semana para satisfacer la demanda de los clientes, el factor de potencia varía de acuerdo con la demanda de la producción en la empresa, en ciertas ocasiones el factor de potencia decae si estar relacionado con demanda y consumo eléctrico del usuario. De acuerdo con la

información obtenida se puede concluir que el problema está presente conectado directamente a la red de distribución interna de la empresa ODCON S.A.

Se plantea realizar un análisis técnico para dar una solución viable al problema que se mantiene actualmente y así reducir sus costos por pago de penalización y conservar el servicio de energía eléctrica sin afectar a las redes de la distribuidora al ingreso, utilidad y producción de la empresa ODCON S.A.

3.3. Marco legal

De acuerdo con el oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O enviado por la empresa eléctrica Cnel Ep indica lo siguiente:

El cumplimiento a lo establecido en el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica, que en su Clausula Séptima indica la distribuidora podrá suspender el servicio de energía eléctrica al CONSUMIDOR por las siguientes razones: Cuando el factor de potencia de la carga del CONSUMIDOR este por debajo del límite definido por la reguladora. No aplica para usuarios que proveen bienes o servicios esenciales para la vida, salud y seguridad de las personas.

En concordancia a lo que indica el Ente Regulador en el pliego tarifario vigente dice: "Los valores de factor de potencia registrados o calculados reportados durante este período están por debajo de 0.60 PF para todo tipo de usuarios en la categoría general con registros de potencia reactiva. La distribuidora podrá suspender el servicio de energía eléctrica con previo aviso hasta que se adecue su infraestructura a fin de superar el valor límite."

Por lo tanto, se realizará el análisis para mejorar el factor de potencia en las instalaciones de la fábrica ODCON S.A. y así evitar la suspensión del suministro eléctrico.

CAPÍTULO 4:

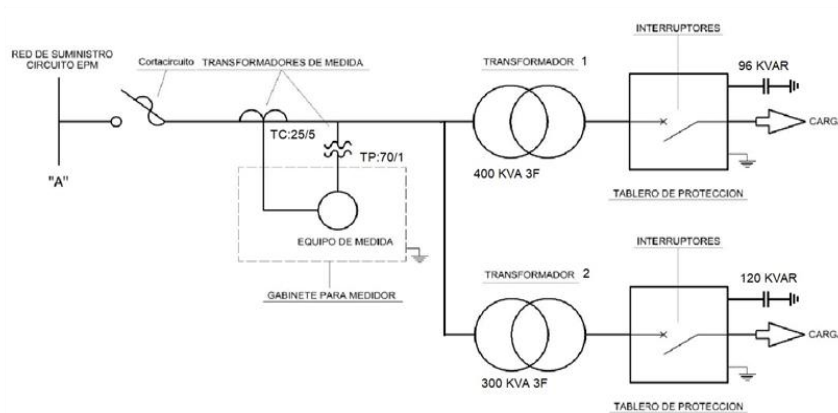
ANÁLISIS PARA EL MEJORAMIENTO DEL FACTOR DE POTENCIA DE ACUERDO CON EL ESTUDIO REALIZADO

4.1. Planificación de trabajo

Para realizar el análisis técnico primero se toma en consideración de acuerdo con el comportamiento de la energía potencia Activa, Reactivo, Demanda y Factor de potencia determinado en los 13 últimos meses desde el periodo 2021 hasta el 2022, esto se realizó tomando la lectura mensual al equipo de medición instalado en media tensión, se comparó con la lectura tomadas en las planillas mensuales de la empresa eléctrica, para toma de lectura y control por parte de la distribuidora. Como se puede observar en la Figura 32, el comportamiento del factor de potencia tiende a caer 0.21 PF, 0.38 PF, 0.42 PF, 0.44 PF realizando una oscilación mensual de factor de potencia muy por debajo de lo permitido por la distribuidora.

Se realizo la implementación del diagrama unifilar con las características técnicas, cargas y equipos conectados a la red de distribución de la empresa ODCON S.A., de acuerdo con lo demostrado en la Figura 32

Figura 32 Diagrama unifilar de la empresa ODCON S.A.



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 33 Análisis de las bandas activo demanda reactivo y PF en los 13 meses desde el periodo 2021 hasta 2022

HISTORIAL DE BAJO FACTOR DE POTENCIA				
Nombre: ODCON S.A.				
			Fecha:	18/12/22
Direccion:		CASA DE TEJA M° y KM4.4 VIA		Parroquia: 2
Provincia: 9		Canton: 16		
Medidor: 27823509-GEN			Factor: 350.0	
Fecha de medida	Consumo Activa	Consumo Reactiva	Demanda Leída	Factor Potencia
1/12/22	27300	58800	150,5	0,42
1/11/22	29400	21700	161	0,80
13/10/22	31500	7350	164,5	0,97
1/09/22	25200	50750	196	0,44
12/08/22	18900	88550	171,5	0,21
14/07/22	18900	18200	150,5	0,72
12/06/22	18900	13300	140	0,82
14/05/22	17150	20300	129,5	0,65
13/04/22	13300	7000	136,5	0,88
0/03/22	16100	7700	66,5	0,90
17/02/22	18900	7700	42	0,93
15/01/22	17850	16100	7	0,74
16/12/21	16800	40600	80,5	0,38

Fuente. Elaborado por el autor.

4.1.1. Cálculo de compensación reactiva.

Para realizar la compensación reactiva en la empresa se necesitan mínimo los siguientes datos:

Promedio de Potencia activa

Promedio de Potencia inductiva

Promedio de potencia aparente

Factor de potencia

En el medidor número 1882054-4 GE CI20 Fm9s de la planta se puede obtener la siguiente información:

Promedio de Potencia activa: 196 kW

Factor de potencia: 0,44

Para obtener el ángulo de la tangente de phi se lo obtiene de la siguiente manera:

$$F_p = 0.44$$

$$\cos^{-1} 0.44 = 63.89$$

$$\tan \theta 63.89 = 2.04$$

Ahora se calcula el valor de potencia reactiva del sistema actual, al no existir compensación reactiva en el sistema, se asume que la potencia calculada es inductiva y mantiene el factor de potencia en atraso.

$$\tan \theta = Q_L/P$$

$$Q_L = \tan \theta \times P$$

$$Q_L = 2.04 \times 196$$

$$Q_L = 399.84 \text{ kVAR}$$

Con los datos anteriores se sabe que la potencia activa no va a variar por ende se calcula el factor de potencia deseado:

$$F_p = 0.93$$

$$\cos^{-1} 0.93 = 21.56$$

$$\tan \theta 21.56 = 0.39$$

$$\tan \theta = Q_C/P$$

$$Q_L = \tan \theta \times P$$

$$Q_L = 0.39 \times 196$$

$$Q_L = 76.44 \text{ kVAR}$$

Para obtener la potencia de compensación que se necesita en kVAR se sabe que:

$$Q_T = Q_L - Q_C$$

$$Q_T = 399.84 - 76.44$$

$$Q_T = 323.4 \text{ kVAR}$$

Determinado un valor a instalar de $Q_T = 350 \text{ kVAR}$

En el cálculo está incluido los 35 kVAR de los reactivos de los transformadores de 400 kVA y 300 kVA

La red eléctrica posee dos ramales de operación aéreos, lo ideal es compensar la potencia reactiva de dimensionamiento se la aproxima a 350kVAR dividiéndola en dos bancos de capacitores trifásicos:

banco de 3 x 200 kVAR en estrella 13 800 V

bancos de 3 x 150 kVAR en estrella 13 800 V

Con el cálculo realizado se observa la compensación en kVAR que se deber aplicar al sistema de distribución de energía y así mejorar el factor de potencia y no ser

penalizar por la distribuidora. Se realiza varios análisis y determinar cuál es lo más viable antes de la implementación del banco de capacitores.

4.1.2. Análisis técnico de un transformador de 300 kVA.

Se realiza el estudio técnico tomando en cuenta que la empresa se alimenta en media tensión trifásicamente a un voltaje 13 800 voltios como de se demuestra en la Figura 34.

Figura 34 Acometida trifásica conectada a 13 800 Voltios



Fuente. Elaborado por el autor

La medición está instalada en el arranque del ingreso de las líneas trifásica conformado por tres transformadores de potencia con una relación de 70:1 y tres

transformadores de corriente con una relación 25/5 dando un factor de multiplicación para el usuario o cliente de 350 como se observa de la Figura 35.

Figura 35 Equipos de medición en media tensión, Transformador de corriente y transformador de voltaje



Fuente: Elaborado por el autor

Se tomó lecturas de las diferentes bandas del medidor sean este activo, demanda, reactivo y factor de potencia del sistema de medición, se registró parámetros adicionales en modo alterno para ver el comportamiento de los diferentes ángulos (grados de desfase) y magnitudes del sistema trifásico comparando si la corriente respecto al voltaje se encuentra atrasada (cargas inductivas), o la corriente se adelanta al voltaje (cargas capacitivas) comparadas en paralelo con el analizador de redes.

Figura 36. Toma de lectura del sistema de medición

LECTURAS		ANGULO DE FASES Y MAGNITUDES				
BANDA ACTIVA	821 KWH	FASE	MAG. VOLT	ANGULO VOLT	MAG. DE CORRIENTE	ANGULO DE CORRIENTE
BANDA REACTIVA	1045 KVARH	A	110	0	0,48	264,8
DEMANDA	150 KW	B	111,7	240	0,57	176
POTENCIA INSTANTANEA	11,55 KW	C	117,2	120	0,53	43,4
FACTOR DE POTENCIA	0,99					

Fuente. Elaborado por el autor

Como se puede observar el factor de potencia es de 0.99 PF según a la reguladora es un factor de potencia adecuado. De acuerdo con los ángulos (grados de desfase) tomado se observa que las corrientes están en adelanto respecto a los voltajes (cargas capacitivas). Al realizar la inspección y verificación con el analizador de redes no se tiene cargas reactivas. Se observa la instalación de un banco de capacitores de 120 kVAR según pruebas realizadas con el equipo de medición (analizador de redes) se encuentra trabajando en óptimas condiciones ver Figura 37.

Figura 37. Factor de potencia ideal de 0.96 PF



Fuente. Elaborado por el autor

El diseño del sistema eléctrico está constituido por los siguientes elementos. Seccionadores trifásico, líneas trifásicas en media tensión, sistema de medición en media tensión, transformador trifásico de 400 kVA, transformador trifásico de 300 kVA ver Figura 38, sistema automático del banco de capacitores de 96 kVAR y 120 kVAR, Puesta a tierra en los equipos de protección y transformación. De acuerdo con el transformador de 300 kVA se detalla los datos de placa

Figura 38 Transformador de 300 kVA trifásico



Fuente. Elaborado por el autor

Figura 39 Dato de placa del Transformador de 300 kVA trifásico a voltaje de 13.8 kVA a 460 Volt



Fuente. Elaborado por el autor

Adicional se realiza mediciones del sistema de puesta a tierra del transformador de acuerdo con las normas indicadas en el numeral 3.5. Ver Figura 40.

Figura 40 Puesta a tierra del transformador



Fuente. Elaborado por el autor

4.1.3. Análisis técnico de un transformador de 400 kVA.

De acuerdo con la primera revisión para la implementación del banco de capacitores, se determinó que no es lo más viable ya que se encuentra una compensación (banco de capacitores) por parte de la empresa ODCON S.A. de 96 kVAR y 120 kVAR trifásico a 440 volt ver Figura 41.

Figura 41 Banco de capacitor de 96 kVAR trifásico



Fuente. Elaborado por el autor

Se tomó lecturas de las diferentes bandas del medidor sean este activo, demanda, reactivo y factor de potencia del sistema de medición, se registro parámetros adicionales en modo alterno para ver el comportamiento de los diferentes ángulos (grados de desfase) y magnitudes del sistema trifásico comparando si la corriente respecto al voltaje se encuentra atrasada (cargas inductivas), o la corriente se adelanta al voltaje (cargas capacitivas) comparadas en paralelo con el analizador de redes en lado primario y secundario del transformador de 400 kVA.

Figura 42 Segunda toma de lectura del sistema de medición

Medidor: 27823509-GEN		Factor: 350.0 FECHA: 10/12/2022				
LECTURAS		ANGULO DE FASES Y MAGNITUDES				
BANDA ACTIVA	877 KWH	FASE	MAG. VOLT	ANGULO VOLT	MAG. DE CORRIENTE	ANGULO DE CORRIENTE
BANDA REACTIVA	1159 KVARH	A	110,7	0	0,73	59
DEMANDA	144,2 KW	B	111,6	240	1,17	275,1
POTENCIA INSTANTANEA	51,1 KW	C	111,6	120	1,119	166,9
FACTOR DE POTENCIA	0,57					

Fuente. Elaborado por el autor

Al analizar las lecturas tomadas se observa un factor de potencia de 0.57 PF según la distribuidora y reguladora este factor de potencia se encuentra muy por debajo de lo permitido como mínimo de 0.92 PF. De acuerdo con los ángulos tomado en el medidor y en paralelo al analizador de redes se observa que las corrientes están en retraso respecto a los voltajes (cargas inductivas). Se realiza la revisión técnica de los bancos de capacitores automáticos en el lado secundario de los transformadores de acuerdo con la carga conectada a la empresa, el banco de capacitores cumple su función de compensar energía reactiva capacitiva en baja tensión, de acuerdo con el analizador de redes instalado. Ver anexo 2. Se observa el factor de potencia deseado de 0.99 PF en el lado del secundario con el analizador de redes. Esto llama la atención al comparar el factor de potencia dado por el analizador de redes FLUKE de 0.99 PF y por el equipo de medición de la distribuidora que es de 0.57. Amerita realizar una prueba en vacío de los transformadores de distribución conectado en media tensión sin carga para analizar el comportamiento interno de los transformadores. De acuerdo con este estudio no se debería suscitar este tipo de inconvenientes con problemas interno en el transformador

de distribución de la empresa ODCON S.A. Adicional se realiza prueba del sistema de puesta a tierra del transformador de acuerdo con las normas indicadas en el numeral 3.5

4.1.4. Pruebas en vacío primario y secundario de los transformadores de 300 kVA y 400 kVA.

Se procedió a realizar la prueba en vacío en el transformador de 300 kVA trifásico de la empresa, desconexión de la carga del transformador y banco de capacitores. Se tomó la corriente en media tensión con el amperímetro de radio frecuencia en el lado primario del transformador I1: 0.6 AMP, I2: 0.5 AMP, I3: 0.5 AMP en el lado secundario del transformador con las siguientes corrientes I1: 0 AMP, I2: 0 AMP, I3: 0 AMP factor de potencia es de 0.98. Con los datos obtenido se verificó un correcto funcionamiento la carga en el primario está relacionada con la pérdida en el transformador en vacío. De acuerdo con esto se observó un correcto funcionamiento del transformador de distribución de la empresa.

Segundo análisis, se procedió a realizar la prueba en vacío en el transformador de 400 kVA trifásico de la empresa ODCON S.A., desconexión de la carga del transformador y banco de capacitores ver Figura 43.

Figura 43 Transformador de 400 kVA trifásico



Fuente. Elaborado por el autor

Se observó una temperatura fuera de lo común en el transformador de distribución de 400 kVA, se verificó que al estar sin carga se produzca una energía calorífica dando una situación que no es coherente.

Se realizó las pruebas sin carga al transformador de 400 kVA tomando la corriente en media tensión con el amperímetro de radio frecuencia en el lado primario del transformador I1: 3.8 AMP, I2: 3.4 AMP, I3: 3.7 AMP. Ver anexo 8, 9, 10. En el lado secundario se conectó el analizador de redes con las siguientes corrientes I1: 0 AMP, I2: 0 AMP, I3: 0 AMP, factor de potencia es de 0.46 se procedió a realizar el cálculo de la potencia con los datos obtenidos para verificar la comparación de la potencia obtenido versus la potencia del medidor por parte de la distribuidora Cnel ep.

$$P = V_L \times I_L \times \sqrt{3} \times \cos \theta$$

$$P = 13.800 \times 3.63 \times 1.73 \times 0.46$$

$$P = 39.86 \text{ kW}$$

$$P \text{ instantánea} = 39.86 \text{ kW VS } P \text{ medidor } 41.2 \text{ kW}$$

Con los resultados obtenidos después de una serie de pruebas al sistema de distribución eléctrico a la empresa ODCOM S.A. se puede observar una falla interna dentro del transformador lo puede ocasionar una serie de problemas interno que se detallan a continuación pérdida por corrientes de Foucault (PF), pérdida por histéresis (PH), pérdida de Cobre en Devanado (Pcu) lo cual hace que la energía eléctrica se transforme en energía calorífica por la temperatura que suministra el transformador al entorno. De acuerdo con la falla detectada hace que el transformador se comporte como una carga inductiva ocasionando que el factor de potencia este por debajo de lo permitido por la distribuidora que es de 0.92 PF. Esto afecta directamente a la facturación de la empresa, esto provoca un aumentó en las diferentes bandas activa, demanda, reactiva y factor de potencia del usuario. Tomando en cuenta el análisis obtenido se determina que el transformador de 400 kVA trifásico se encuentra en mal estado.

4.1.5. Investigación del caso por posible daño del transformador de 400 kVA.

Como antecedente del transformador en mal estado, se mantiene una reunión con la parte operativa y administrativa de la empresa ODCON S.A., se llega a la conclusión que los problemas radicaron cuando se envió el equipo al elevar, la tensión de 380 VCA a 440 VCA a un taller de transformadores, no se tuvieron certificado y los protocolos de pruebas. Se observa que la placa del transformador se mantiene el voltaje de 380 VCA. Ver anexo 4. La Gerencia tomara una decisión al respecto del cambio de transformador trifásico de 400 kVA, indica que no se pueden quedar sin el suministro de energía

eléctrico hasta que se tenga los valores del cambio del transformador ya que los motores trifásicos trabajan a esa tensión.

4.2. Normas y estándares de aplicación

- IEC 60871-1:2014 Condensadores Shunt para sistemas de alimentación a.c. tensión superior a 1 000 V
- IEEE C37.60-2003 - Requisitos estándar IEEE para gastos generales, Pad Reconectores de circuitos automáticos y bóveda seca y desmontables, Interruptores de falla para sistemas de corriente alterna de hasta 38 kv
- IEEE Std 81-2012 - Guía para medir la resistencia a la tierra, Impedancia y potenciales de superficie de la tierra de los sistemas de tierra.
- IEEE Std 142-2007 - Práctica recomendada para la puesta a tierra de sistemas de energía industrial y comercial.
- IEEE 519-2014 - Práctica recomendada de IEEE y requisitos para Control armónico en sistemas de energía eléctrica
- IEEE 1453-2015 - IEEE Práctica recomendada para el análisis de Instalaciones fluctuantes en sistemas de alimentación
- ANSI/NETA MTS-2019 Estándar para especificaciones de pruebas de mantenimiento para Equipos y Sistemas de Energía Eléctrica

CAPÍTULO 5:

PROPUESTA Y RESULTADO DEL ANÁLISIS

5.1 Antecedentes

Tomando en cuenta los registros de la facturación de energía eléctrica en el periodo del 2021-2022 en el que se está pagando una cantidad considerable por el pago de una penalización de bajo factor de potencia, se le comunica al directorio la propuesta del proyecto del cambio del transformador.

5.2 Costo-beneficio de implementación

El costo beneficio que recibirá la empresa se paga en 7 meses, el costo de inversión entre la compra del transformador trifásico de 400 kVA USD \$13,847.40. Ver anexo 8, mientras que mensualmente se está pagando USD \$2,000.00 aproximadamente, por penalización del bajo factor de potencia en la Tabla 6 del conglomerado de pago de facturación 2021-2022, se puede apreciar los pagos realizado por bajo factor de potencia en trece meses llegan a los USD \$20,718.64 lo que encarece el producto y es un pago innecesario.

Tabla 6 Conglomerado de pago facturación 2021-2022

HISTORIAL DE BAJO FACTOR DE POTENCIA					
Nombre ODCON S.A.		Fecha: 18/12/22			
Direccion: CASA DE TEJA M° y KM4.4 VIA		Parroquia: 2			
Provincia: 9		Canton: 16			
Medidor: 27823509-GEN		Factor: 350.0			
Fecha de medida	Consumo Activa	Consumo Reactiva	Demanda Leída	Factor Potencia	Valor a Factura PF
01/12/22	27300	58800	150,5	0,42	3.560,24
01/11/22	29400	21700	161	0,80	481,92
03/10/22	31500	7350	164,5	0,97	0,00
01/09/22	25200	50750	196	0,44	3.307,47
02/08/22	18900	88550	171,5	0,21	8.093,97
04/07/22	18900	18200	150,5	0,72	673,06
02/06/22	18900	13300	140	0,82	273,26
04/05/22	17150	20300	129,5	0,65	850,53
03/04/22	13300	7000	136,5	0,88	80,07
10/03/22	16100	7700	66,5	0,90	38,03
07/02/22	18900	7700	42	0,93	373,62
05/01/22	17850	16100	7	0,74	451,60
06/12/21	16800	40600	80,5	0,38	2.534,87
TOTAL					20.718,64

Fuente. Elaborado por el Autor

Para realizar este estudio se recopiló información de todo el año 2021-2022 de las facturas de energía eléctrica dando el total a pagar por los 13 meses por la penalización de bajo factor de potencia. En la siguiente Figura 44 se puede observar que la inversión se recupera de 4 a 5 meses desde su instalación, se contempla un ahorro en el año 2023 debido a la disminución de la carga reactiva generada por el transformador en mal estado que va a tener la planta, se aumenta la carga reactiva ya que estos valores no son constante y varía de acuerdo a la producción de la empresa, se tiene un ahorro aproximado de acuerdo con el cambio que representa el transformador a costo beneficio de USD \$42.418,64, vs la inversión que es de USD \$13,847.40, por lo que es necesaria

el cambio del transformador trifásico para optimizar el uso de recursos de la empresa ODCON S.A..

Figura 44 Análisis costo beneficio

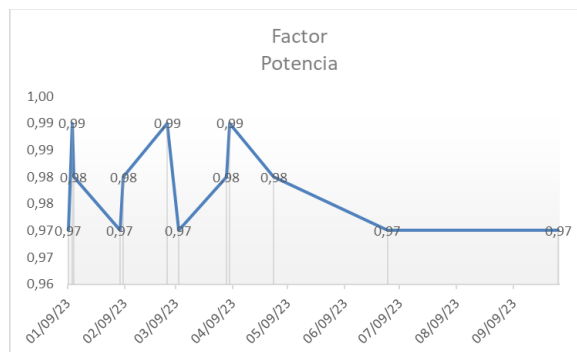


Fuente: Elaborado por el autor

5.3 Resultado Implementación

Como se demuestra en la Figura 45, se puede observar en la medición realizada en el medidor electrónico medición indirecta que el factor de potencia se encuentra en 0.98, por lo que según los resultados se tiene un valor por encima de los que requiere la normativa vigente que es de 0.93

Figura 45 Factor de potencia corregido



Fuente. Elaborado por el autor

CAPÍTULO 6:

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 Conclusiones

Estos casos son muy pocos comunes e inusuales y son aplicados exclusivamente a los sistemas de medición de alta y media tensión, al censar a ese nivel de tensión verifica el comportamiento en primario del transformador de distribución. Como se pudo observar el transformador de 400 kVA trifásico al estar sometido a cambios constantes interno afecto directamente al funcionamiento del transformador comportándose como un generador de reactivos haciendo decaer el factor de potencia, conllevando a la penalización por parte de la distribuidora.

El costo-beneficio de la implementación pronostica un ahorro de USD \$42.418,64 en el año 2023. Al realizar esta implementación la empresa podrá cumplir con las disposiciones legales emitidas por la ARCONEL y así poder mantener el suministro de energía eléctrica.

Como se demuestra en la Figura 45, la implementación y cambio del transformador cumplirá con su propósito y así poder mejorar el factor de potencia de la planta a 0.93 en promedio en el mes de enero, dato a obtener en los medidores electrónico de medición indirecta.

Así mismo se demostró a la gerencia que este tipo de penalizaciones debieron haber sido resueltas con mayor anticipación ya que se estuvo pagando un rubro innecesario por más de un año y esto perjudica tanto a la empresa como a los colaboradores, ya que los costos de producción aumentan y el precio de los productos también se ven afectados.

6.2 Recomendaciones

Se recomienda realizar una programación de mantenimiento anual de los transformadores trifásicos sean estas pruebas de rigidez dieléctrica del aceite del transformador, pruebas índices de Myers a los transformadores, pruebas de resistencia de aislamiento etc, realizar ciertas mejoras civiles en las instalaciones de cada cuarto de transformador trifásico y así conservar la vida útil de cada una de ellas. Mantenimiento preventivo cada 6 meses de tableros eléctricos, motores eléctricos trifásicos y monofásicos, tableros de distribución, tableros de automatización, mantenimiento de puesta a tierra de acuerdo con la exigencia de la empresa.

Es importante realizar un seguimiento mensual sobre cómo se sigue comportado el factor de potencia mediante el registro y control de lectura y pruebas a las líneas de distribución interna de la empresa y así conservar un buen factor de potencia para no ser penalizado por CNEL E.P.

Es necesaria la implementación de las celdas de media tensión, para tener una mejor protección selectiva en el despeje de fallas en el sistema, ya que estas celdas protegen al sistema contra sobrecargas eléctricas.

BIBLIOGRAFÍA

- Arias J. S., (2021), Diseño de un banco de capacitores en el módulo a para la empresa compañía de empaques, Medellín – Colombia, Universidad de Antioquia – facultad de ingeniería departamento de ingeniería eléctrica, pdf.
- Barros, W., 1981, Corrección del factor de potencia en sistema industriales, Quito, julio de 1981, p 165, pdf.
- Cnel ep. (2022). Manual Para La Instalación De La Acometida Y Sistema De Medición A Los Consumidores De Cnel Ep, código MN-COM-AC-001, proceso Gestión comercial / servicio al cliente, p 103, Empresa eléctrica CNEL EP GUAYAS LOS RÍOS pdf.
- Cutti, R, (2010), Ensayo de transformadores, 16 páginas, La potencia nominal o aparente de un transformador es la potencia máxima que puede proporcionar sin que se produzca un calentamiento en régimen de trabajo, página principal <https://www.mheducation.es>,
<https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448141784.pdf>
- ECAMEC, Instrumentos de medición para los sistemas de energía eléctrica, enlace <https://ecamec.com.ar/#!/-inicio/> , 2022
- FLUKE, Pinza amperimétrica de calidad eléctrica Fluke 345, enlace <https://www.fluke.com/es-ec/producto/comprobacion-electrica/calidad-electrica/345> , 2016
- Grupo Crece, (2022), Elementos de medición eléctrica-uno, curso impartido al personal técnico de la empresa eléctrica Cnel ep, Sistema de medición en media y baja tensión, pdf.

Jaramillo, H., 1987, Medellín - Colombia, Proyecto eléctrico operación de subestaciones de energía, bloque modular, operación de subestación de energía, modulo instruccional, p44, pdf.

KOBBECO, Radio Ampstik, medidores y registradores, enlace https://kobbeco.com/tet/medidor_registro_radio_ampstik.html , 2020

NATSIN. (2012). Cuartos de transformadores y sistemas de medición para el suministro de electricidad, p120, Empresa eléctrica pública de Guayaquil-Ecuador, pdf.

ODCON, (2018), Productos de concreto para sus proyectos construcción, obras civiles y viables en general, <https://odconsa.com/>

Osorio J. D., (2020), El concreto premezclado: guía de beneficios y procesos de suministro, Enlace <https://psiconcreto.com/concreto-premezclado-beneficios-suministro/>.

PSI Concreto, (2020), Concreto premezclado y bombeo. PSI, s/f., enlace <https://psiconcreto.com>

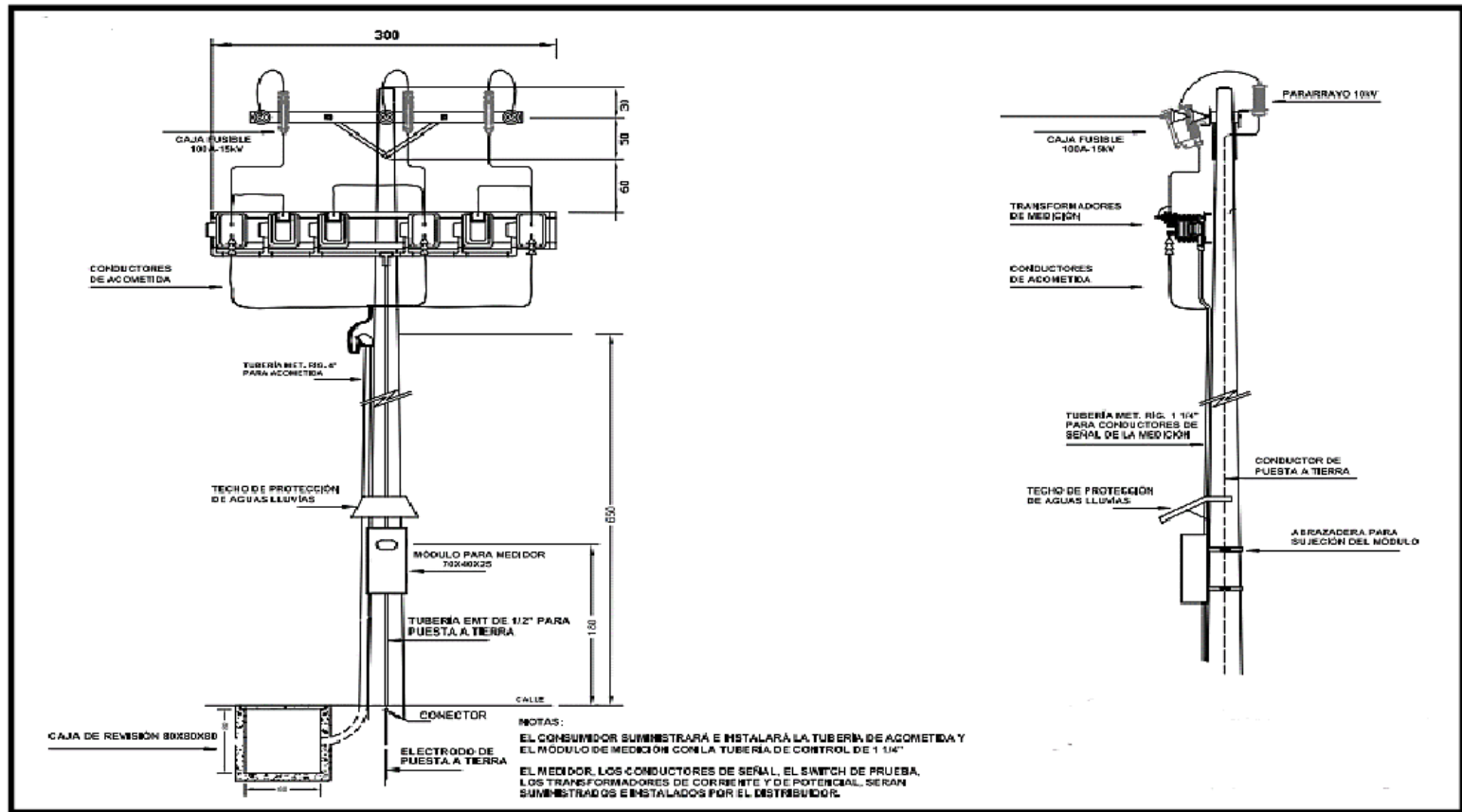
Resolución N. Arconel-054/16, El directorio de la agencia de regulación y control de la electricidad ARCONEL, 2016, p26, pdf

Rosero, E., (2020), Corrección del factor de potencia en microrredes eléctricas ante el peligro de resonancia por alto penetración de carga no lineales, Quito—Ecuador, P65, Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito pdf.

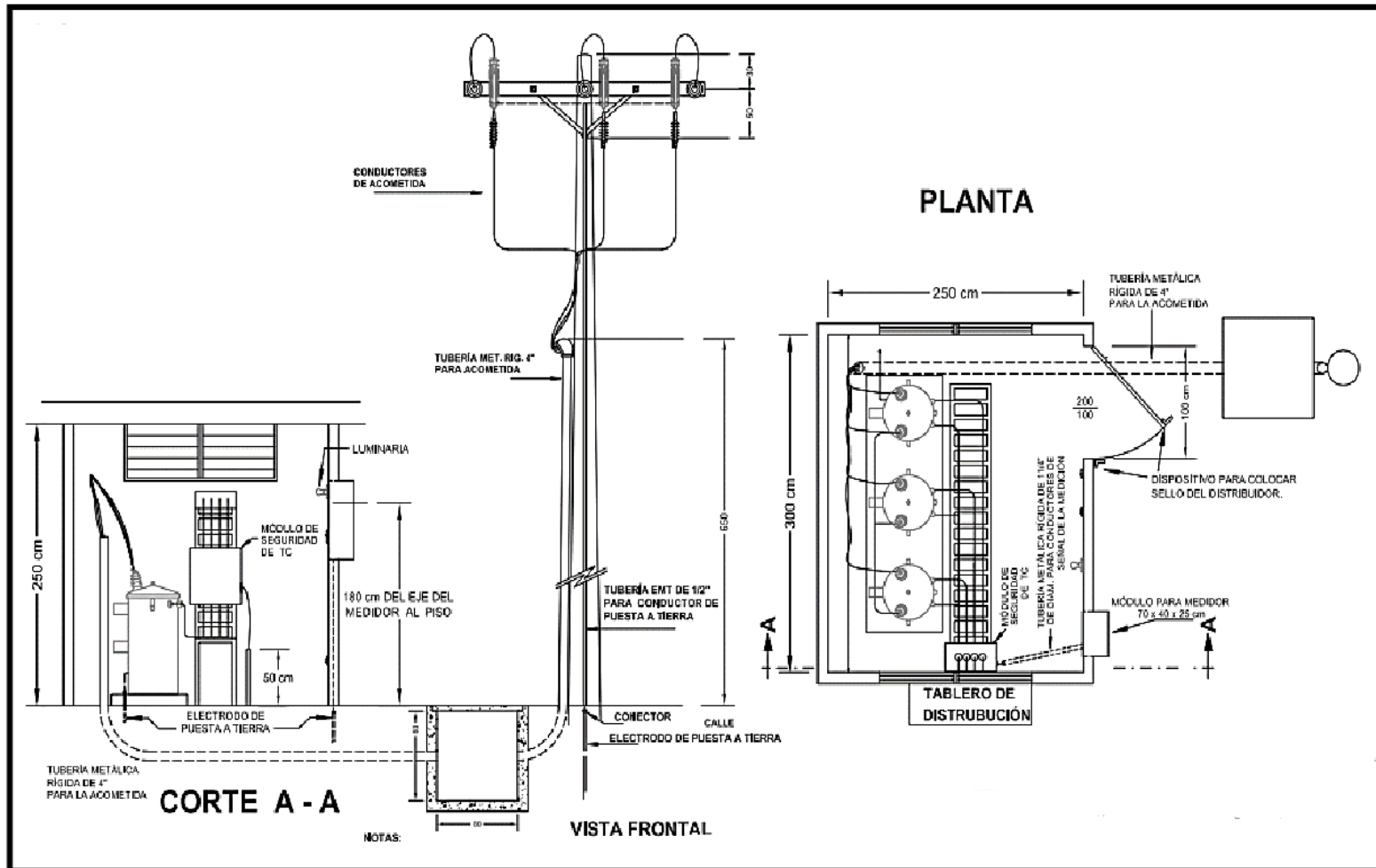
Torres Gutiérrez, D. O., (2017), Localización óptima de capacitores en redes de distribución para mejorar la eficiencia energética del sistema eléctrico Chungar-Volcan, 2017, p 178, pdf

ANEXOS

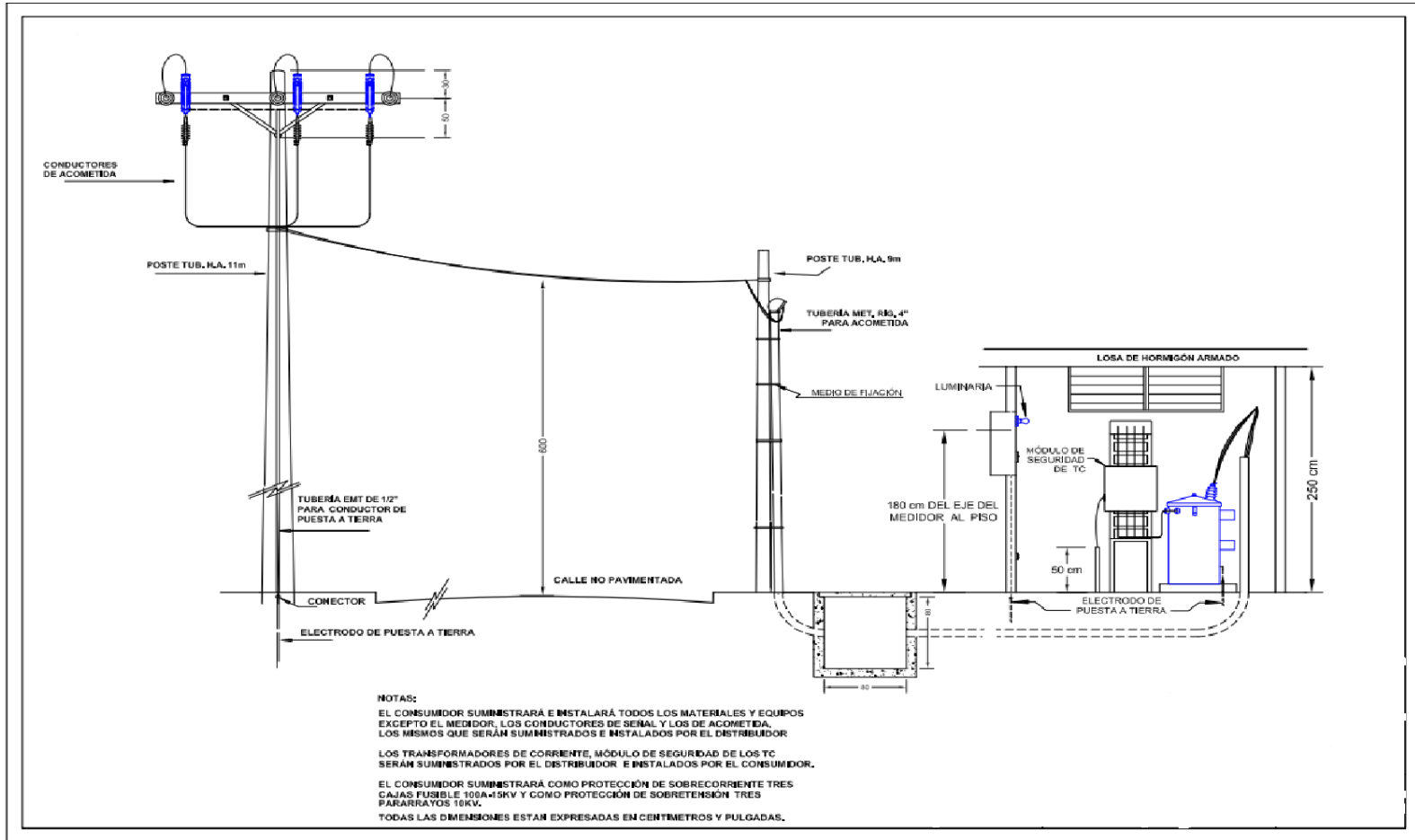
Anexo 1. Equipo de medición en media tensión en poste con cruceta en volada y remate de línea primaria



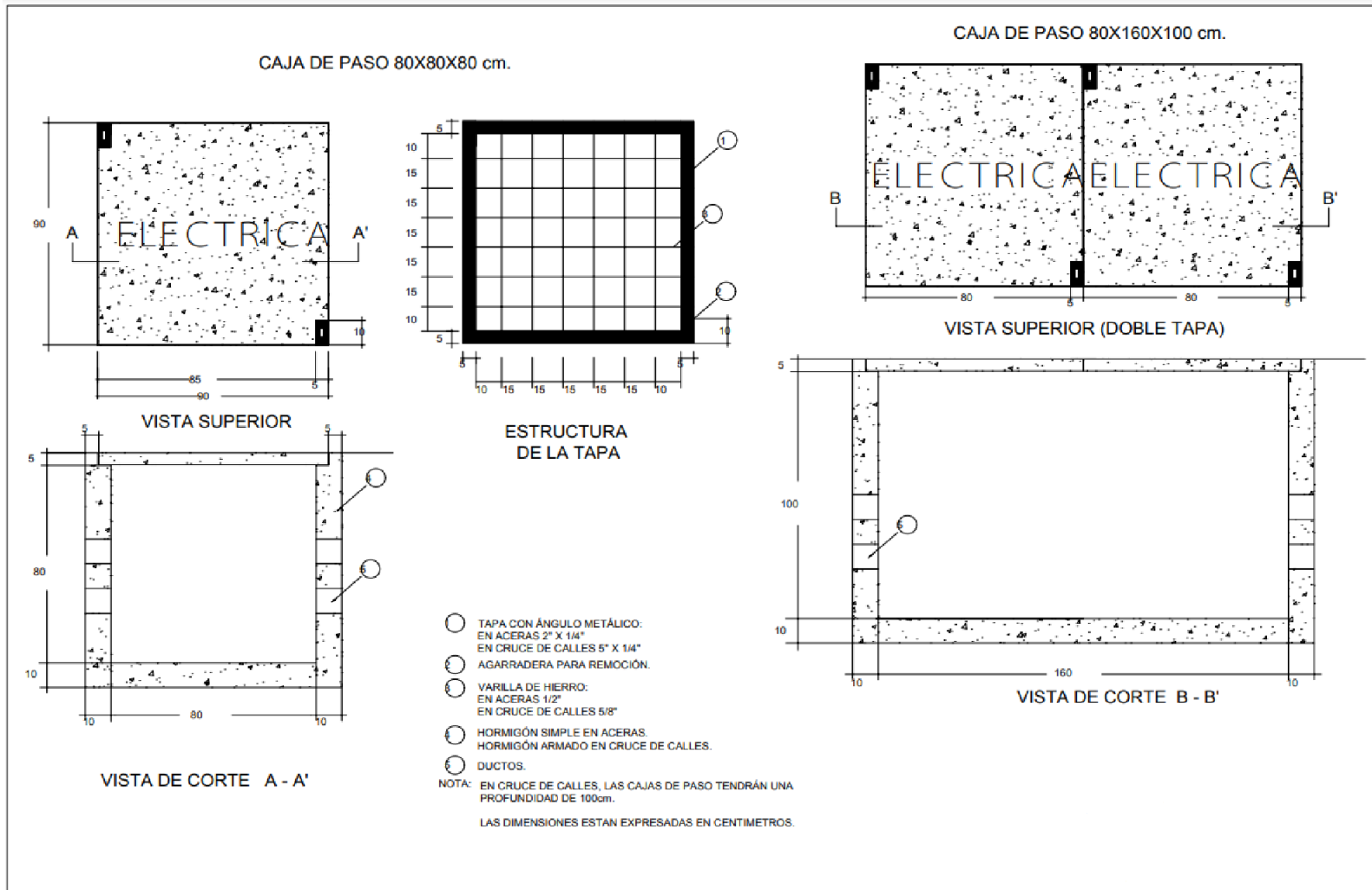
Anexo 2. Acometida subterránea en media tensión con medición en baja tensión



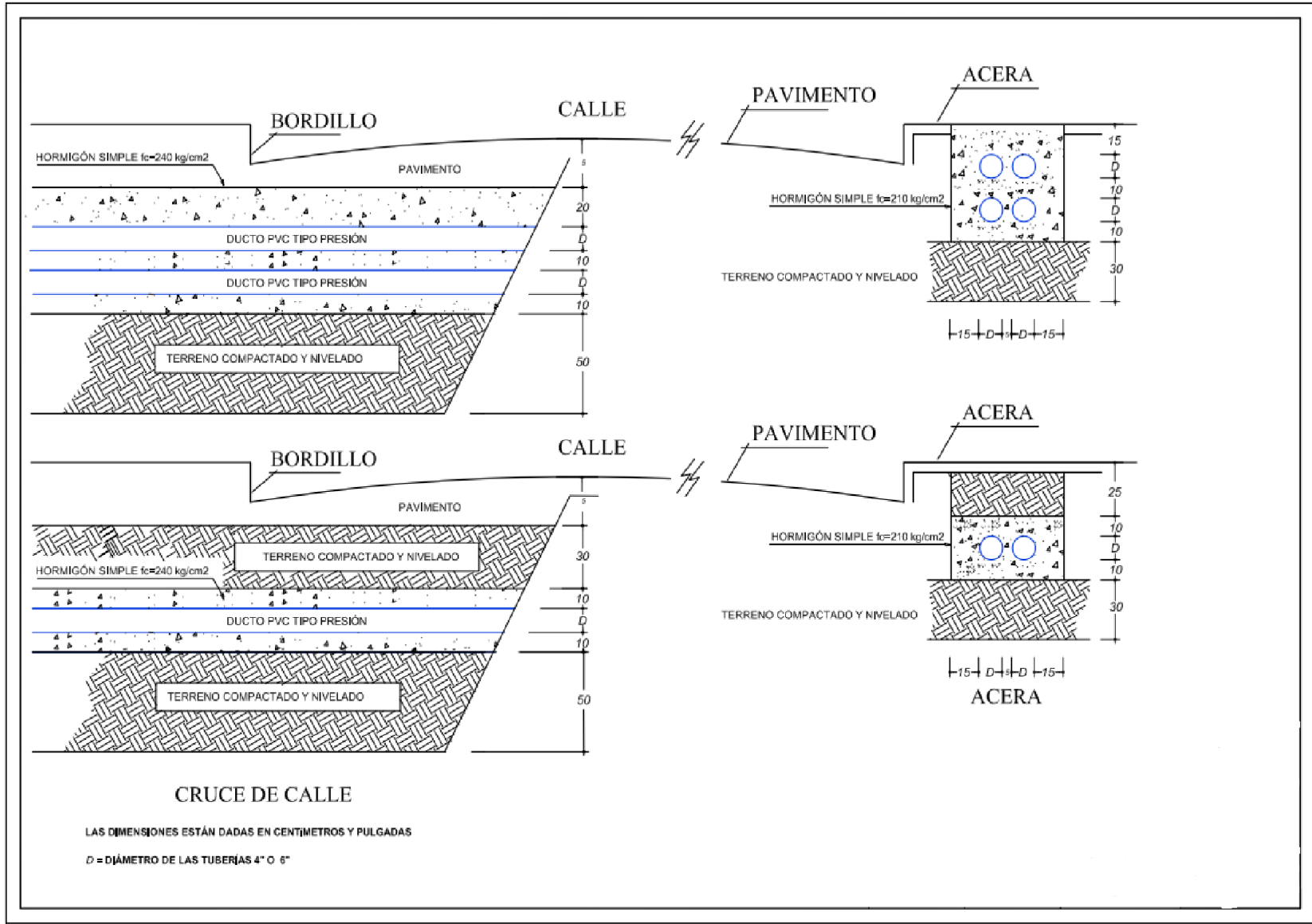
Anexo 3. Acometida subterránea en media tensión con medición en baja tensión



Anexo 4. Construcción de las cajas de paso



Anexo 5. Disposición de ductos en aceras y cruces de calle



Anexo 6. Carta Cnel ep por bajo factor de potencia



GUILLERMO LASSO
PRESIDENTE

Oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O

Guayaquil, 02 de diciembre de 2022

Asunto: Notificación para suspensión del servicio eléctrico por bajo Factor de Potencia en el suministro 1882054-4 bajo la titularidad de ODCON S.A. (S/Durán).

Sr.
Jose Arturo Ormazabal Delgado
ORMAZABAL VALDERRAMA CONSTRUCCIONES S.A.
En su Despacho

De mi consideración:

En cumplimiento a lo establecido en el Contrato de Suministro de Energía Eléctrica, que en su Clausula Séptima indica:

"CLÁUSULA SÉPTIMA. - SUSPENSIÓN DEL SERVICIO: La DISTRIBUIDORA podrá suspender el servicio de energía eléctrica al CONSUMIDOR por una o más de las siguientes causas:

c) Cuando el factor de potencia de la carga del CONSUMIDOR sea inferior al límite definido en la regulación respectiva. No aplica para consumidores que proveen bienes o servicios fundamentales para la vida, salud y seguridad de las personas;"

En concordancia a lo que indica el Ente Regulador en el pliego tarifario vigente, numeral 10 que dice:

"Cuando el valor del factor de potencia registrado o calculado en el periodo de consumo sea inferior a 0,60, para cualquier tipo de consumidor de categoría general con medición de energía reactiva, la distribuidora, previa notificación, podrá suspender el servicio público de energía eléctrica hasta que el consumidor adecue sus instalaciones a fin de superar dicho valor límite."

Debo informarle que, en la emisión de diciembre 2022, sus instalaciones eléctricas, ubicadas en la vía Samborondón Km. 4.4, Casa de Teja, operaron con un factor de potencia inferior a 0,60, originado penalizaciones excesivas por bajo factor de potencia, situación que se debe a una condición particular de la infraestructura existente en sus instalaciones eléctricas.

Por lo tanto, se solicita que, de manera inmediata, se gestione la instalación de un banco de capacitores, y de existir, realizar su revisión y/o mantenimiento, que permita que el servicio eléctrico del suministro 1882054-4 opere con un factor de potencia mensual superior a 0,92, y que evite que la Institución a su cargo, cancele penalizaciones por bajo factor de potencia y la correspondiente suspensión del servicio eléctrico.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

Mgs. Daniel Andres Aguilar Peñaherrera
DIRECTOR COMERCIAL, ENCARGADO - GLR

Anexos:
- 1882054-4.pdf
- pliego_tarifario_del_servicio_publico_de_energia_electrica_20220724585001669151847.pdf

CNEL EP - Unidad de Negocio Guayas - Los Ríos
Dirección: Km 1/3 vía Durán Tambo, Av. Nicolás Lapentti
Durán - Ecuador. Teléfono: (04) 371 0400
www.cnel.ep.gob.ec

documento generado por Qupuz



1/2

Anexo 7. Analizador de redes FLUKE conectado al transformador de distribución



Anexo 8. Amperímetro de media tensión I1: 3.8 AMP, toma de corriente en el transformador de 400 kVA



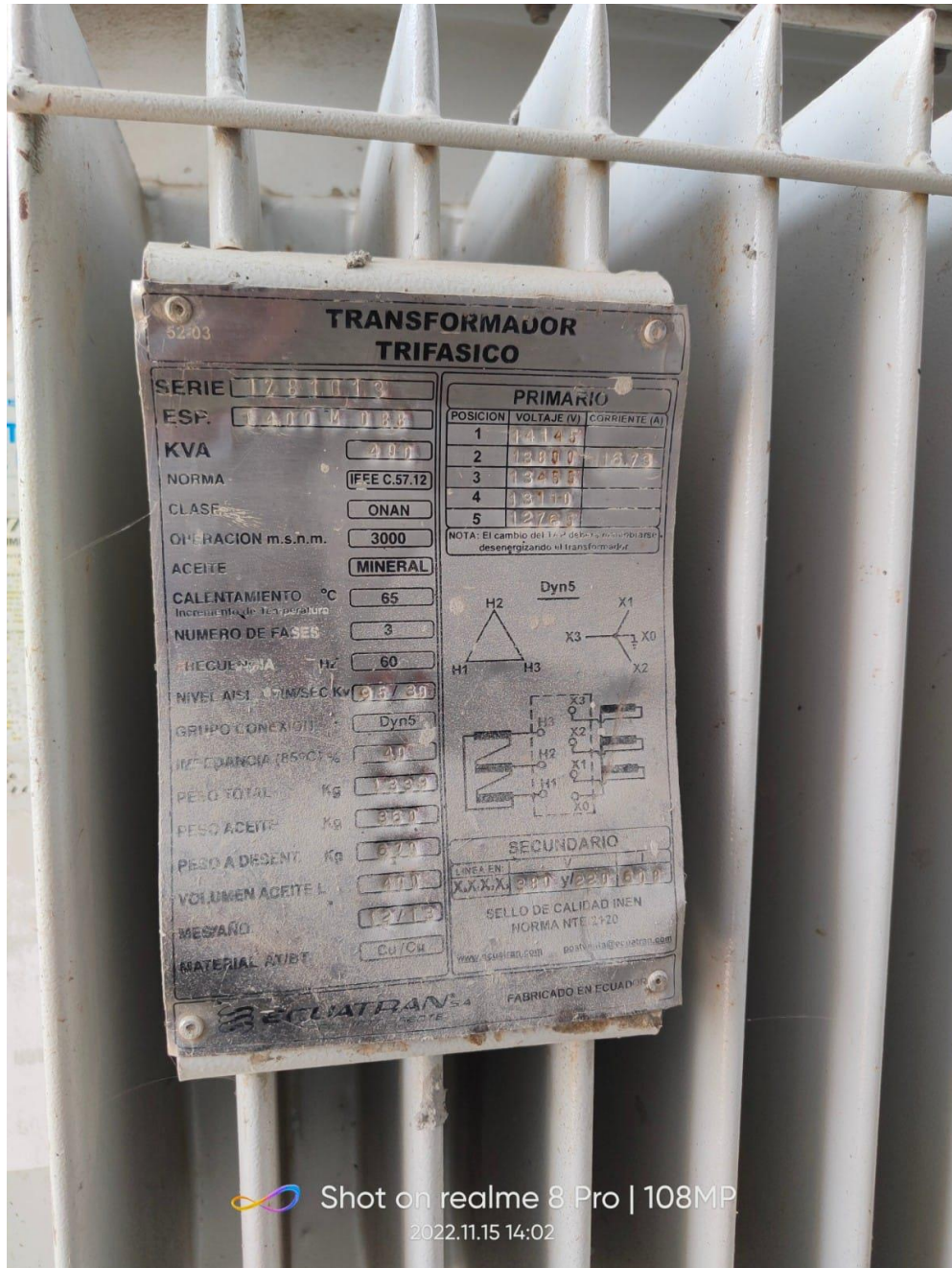
Anexo 9. Amperímetro de media tensión I2: 3.3 AMP, toma de corriente en el transformador de 400 kVA




Anexo 10. Amperímetro de media tensión I3: 4.4 AMP, toma de corriente en el transformador de 400 kVA





Anexo 11. Dato de placa del transformador de 400 kVA trifásico



Anexo 12. Cotización del transformador de 400 kVA trifásico a un voltaje 13.8 kVA a 460 volt



inatra
TRANSFORMADORES

COTIZACIÓN
CONTRIBUYENTE ESPECIAL **00064511**

R.U.C. 0990169640001 // DIR.: KM. 10.5 VÍA DAULE // PBX: (593+4) 3702700 // FAX: (593+4) 3702701 // INATRA.COM // GUAYAQUIL - ECUADOR

COTIZACIÓN

Nombre / R. Social: INGENIERIA Y SOLUCIONES ELECTRICAS INDUSTRIALES ISOELECTRIC S.A.

Ciudad: GUAYAQUIL Dirección: AV. ISIDRO AYORA SL 53 Y AV. ISIDRO AYOR Cod: 0011835

FECHA DE EMISIÓN			
DÍA	MES	AÑO	HORA
13	12	2022	17:04

Vendedor: SANTANA TEODORO

Celular: 0991855465

E-mail: tsantana@inatra.com

CANT.	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO	VALOR UNIT.	VALOR TOTAL
1	<p>TRANSFORMADOR TRIFASICO CONVENCIONAL EN ACEITE MINERAL LIBRE DE PCBs</p> <p>CÓDIGO INATRA: T2040010029 CLASE: CONVENCIONAL POTENCIA: 400 KVA VOLTAJE ALTA: 13800 VOLTAJE BAJA: 460 Y/266 TAP: TAP 2 (+1 x 2.5%; -3 x 2.5%) CONMUTADOR DE 5 POSICIONES GRUPO CONEXIÓN: Dyn5 BIL: ESTANDAR OPERACION: 3000 MSNM FRECUENCIA: 60 Hz NORMA: INEN ACCESORIOS INCLUIDOS: VALVULA DE SOBREPRESIÓN DE 10 PSI VISOR DE NIVEL DE ACEITE VALVULA DE DRENAJE Y TOMA DE MUESTRA DE ACEITE TOMA DE LLENADO DE ACEITE DISPOSITIVO DE PUESTA A TIERRA</p>	16,485.000	16,485.00

SON: **TRECE MIL OCHOCIENTOS CUARENTA Y SIETE Y 40 / 100**

CONDICIONES COMERCIALES

Condiciones de pago: 50% ANTICIPO Y SALDO PREVIO A LA ENTREGA

Tiempo de entrega: **60 DIAS** Después de recibir la orden de compra, la hoja de características técnicas y el anticipo.




Validez de la oferta: **7** días a partir de la fecha de esta cotización.





Lugar de entrega: **PLANTA INATRA**

Garantía: **36 meses**

SUB-TOTAL:	16,485.00
DESCUENTO:	4,121.25
SUB-TOTAL (IVA 0%):	12,363.75
SUB-TOTAL (IVA 12%):	1,483.65
TOTAL:	13,847.40

FORMAS DE PAGO

 CTA. CORRIENTE N° 5103311 / INATRA S.A.
  CTA. CORRIENTE N° 608900-3 / INATRA S.A.
  CTA. CORRIENTE N° 2100001421 / INATRA S.A.

ACEPTAMOS:    



**Presidencia
de la República
del Ecuador**



**Plan Nacional
de Ciencia, Tecnología,
Innovación y Saberes**



SENESCYT

Secretaría Nacional de Educación Superior,
Ciencia, Tecnología e Innovación

DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Córdova Guillén, Luis Alberto** con C.C: # **0927339879** autor/a del trabajo de titulación: Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON S.A. ciudad Samborondón- Provincia del Guayas- Ecuador, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**, en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 13 de febrero de 2023

f. _____
Nombre: **Córdova Guillén, Luis Alberto**
C.C: **0927339879**



REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

TEMA Y SUBTEMA:	Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON S.A. ciudad Samborondón- Provincia del Guayas- Ecuador.		
AUTOR:	Córdova Guillén, Luis Alberto		
REVISOR/TUTOR:	Ing. Gallardo Posligua, Jacinto Esteban		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
CARRERA:	Ingeniería Electricidad		
TITULO OBTENIDO:	Ingeniero en Electricidad		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	13 de febrero de 2023	No. DE PÁGINAS:	110
ÁREAS TEMÁTICAS:	Bancos de capacitores, Equipos de medición, Transformador de distribución		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Medición Indirecta, Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, capacitores, Baja tensión, CNEL EP		
<p>En la empresa ODCON S.A. está siendo penalizada por bajo factor de potencia de acuerdo con la revisión de las planillas de energía eléctrica. Adicional la empresa distribuidora de electricidad CNEL EP envió un oficio Nro. CNEL-GLR-COM-2022-3357-O de suspender el suministro de energía eléctrica, por estar incumplimiento en la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica, debido a esta situación ha motivado a realizar el proyecto de "Análisis para el mejoramiento del factor de potencia en la fábrica ODCON S.A. ciudad Samborondón- provincia del Guayas- Ecuador". Durante el desarrollo, primero se recopila información sobre las máquinas y los equipos que funcionan en el sistema. Luego se realiza la recolección de información sobre el consumo promedio y el factor de potencia promedio, para poder realizar un correcto dimensionamiento de los equipos instalado en la empresa ODCON S.A., en la cual se evidencia que tiene que realizar una acción rápida y efectiva para continuar con el suministro y no afectar a las redes de la distribuidora. Por lo que se determinará la falla en baja tensión para la corrección inmediata del bajo factor de potencia. En el proyecto se utilizó investigación exploratoria, científica y descriptiva. Estos casos son muy pocos comunes e inusuales y son aplicados exclusivamente a los sistemas de medición de alta y media tensión, al censar a ese nivel de tensión verifica el comportamiento en primario del transformador de distribución comportándose como un generador de reactivos haciendo decaer el factor de potencia.</p>			
ADJUNTO PDF:	<input type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: (+593) 991401542	E-mail: luis.cordova08@cu.ucsq.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):	Nombre: (Apellidos, Nombres completos)		
	Teléfono: +593-4- (registrar teléfonos)		
	E-mail: (registrar los emails)		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			